Netzausbauplan 2026

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

nach § 14d EnWG



- Entwurfsfassung -

Erfurt, den 31.10.2026

Herausgeber und Lizenzgeber

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt
T 0361 7390-0
F 0361 7390-1292
info@thueringer-energienetze.com

Sitz: Erfurt, Registergericht Jena, HRA 503835
Persönlich haftender Gesellschafter: TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH
Sitz: Erfurt, Registergericht Jena, HRB 510722
Geschäftsführer: Frank-Peter Tille, Dr.-Ing. Michael Agsten, Paul Jäpel

Lizenz:
Soweit nicht bei einzelnen Bestandteilen anders angegeben, ist dieses Werk unter der Creative-Commons-Lizenz ‚Namensnennung – Keine Bearbeitungen 4.0 International' (CC BY-ND 4.0) lizenziert. Das Werk darf für beliebige Zwecke und in jedem Medium oder Format vervielfältigt und weitergegeben werden, sofern der Lizenzgeber genannt und auf die Lizenz hingewiesen wird. Bearbeitete Fassungen dürfen nicht weitergegeben oder veröffentlicht werden. Technische Änderungen, die lediglich zur Nutzung in anderen Medien oder Formaten erforderlich sind, bleiben zulässig.

Lizenzlink:
https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.de

Zitierempfehlung:
„Netzausbauplan 2026 – Entwurf – TEN Thüringer Energienetze", Werk des veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (Stand Oktober 2026), lizenziert unter CC BY -ND 4.0.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 1
1 Einleitung 2
1.1 Ziele und Hintergrund 2
1.2 Beschreibung der aktuellen und perspektivischen Versorgungsaufgabe 2
1.3 Entwicklung der Teilnetzstruktur 4
1.4 Berücksichtigung des vorgelagerten Übertragungsnetzes und nachgelagerter VNB 5
1.5 Ergebnisdarstellung 5
2 Planungsgrundlagen 7
2.1 Regionalszenario der Planungsregion Ost 7
2.1.1 Einflussfaktor technische Entwicklung 9
2.1.2 Einflussfaktor Bevölkerungsentwicklung 10
2.1.3 Elektromobilität 11
2.1.4 Wärmesektor 12
2.1.5 Kleinbatteriespeicher und flexible Lasten 13
2.1.6 Aufdach-PV-Anlagen 14
2.1.7 Freiflächen-PV-Anlagen 14
2.1.8 Windenergie 15
2.1.9 Biomasse 15
2.1.10 Wasserkraftanlagen 15
2.1.11 Großbatteriespeicher 16
2.1.12 Sonstige Erzeugungsanlagen 16
2.1.13 Wasserstoffelektrolyseure und Rechenzentren 16
2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe 17
2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025 17
2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5 19
2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10 20
2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045 21
3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung 22
3.1 Hochspannung 23
3.2 Mittel- bis Niederspannung 25
4 Nicht-netzdimensionierender Netzausbaubedarf 28

5 Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen 29
5.1 Frequenzunabhängige Systemdienstleistungen 29
5.2 Flexibilitätsdienstleistungen, Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen 30
6 Forschungs- und Pilotprojekte 32
7 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG 33
8 Fazit 34
9 Veröffentlichung und Stellungnahmen 36
Tabellenverzeichnis 37
Anhang 38
Netzkarten 38
Maßnahmenliste 38

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bezeichnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HKW	Heizkraftwerke
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NE	Netzebene
NEP	Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber
NNB	Nachgelagerter Netzbetreiber
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONS	Ortsnetzstation (Netzebene 6)
PR	Planungsregion
PV	Photovoltaik
RZ	Regionalszenario
TEN	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk (Netzebene 2 oder 4)
VINK	Vollintegrierte Netzkomponenten
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	Vorgelagerter Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

1.1 Ziele und Hintergrund

Die gesetzlichen und regulatorischen Anforderungen an die Ausbauplanung der Stromverteilnetze haben in den vergangenen Jahren deutlich an Bedeutung und Umfang gewonnen. Gemäß § 14d EnWG (Energiewirtschaftsgesetz, Stand: 18. Dezember 2025) sind alle Verteilnetzbetreiber (VNB) mit mehr als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden zur Erstellung und Veröffentlichung eines Netzausbauplans (NAP) verpflichtet. Der NAP umfasst die geplanten Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen, die sich aus der voraussichtlichen Entwicklung der Verteilungsaufgabe für die kommenden fünf und zehn Jahre sowie bis zum Jahr 2045 ergeben. Das Jahr 2045 stellt dabei das gesetzlich festgelegte Zieljahr für das Erreichen der Klimaneutralität Deutschlands dar. Der Netzausbaubedarf wird für die Hochspannungs- (HS), Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsebene (NS) bestimmt. Die zugehörigen Netzkarten bilden das Hoch- und Mittelspannungsnetz sowie die Umspannebenen HS/MS und MS/NS einschließlich der jeweiligen Engpassregionen ab. Die ermittelten Netzausbaumaßnahmen werden ergänzend in tabellarischer Form ausgewiesen.

Gemäß den gesetzlichen Anforderungen stimmen sich die VNB innerhalb von sechs Planungsregionen in Deutschland über gemeinsame Grundsätze der Netzausbauplanung ab und erstellen Regionalszenarien, die Prognosen zur zukünftigen Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch enthalten. Die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN) ist dabei der Planungsregion Ost (PR Ost) zugeordnet. Die regionalisierten Prognosen bilden die wesentliche Grundlage für die Erstellung der jeweiligen Netzausbaupläne der beteiligten VNB. Das aktuelle Regionalszenario 2025 wurde von den VNB auf der gemeinsamen Internetplattform VNBdigital der Stromverteilnetzbetreiber veröffentlicht. Darauf basierend sind die VNB verpflichtet, in einem zweijährigen Turnus und als nächstes zum 31. Oktober 2026 einen Netzausbauplan bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorzulegen und diesen ebenfalls auf VNBdigital zu veröffentlichen. Netznutzer der Hoch- und Mittelspannungsebene sowie die Übertragungsnetzbetreiber erhalten die Möglichkeit, zum Netzausbauplan bis zum 30. November 2026 Stellung zu nehmen.

1.2 Beschreibung der aktuellen und perspektivischen Versorgungsaufgabe

Die Energiewende stellt insbesondere die Verteilnetze vor erhebliche Herausforderungen. Mit der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sowie der Ansiedlung neuer industrieller Verbraucher und dem kontinuierlichen Ausbau erneuerbarer Energien verändern sich sowohl die Struktur als auch die zeitliche Charakteristik von Verbrauch und Erzeugung. Während die Stromerzeugung zunehmend dezentral erfolgt, steigt gleichzeitig die

Bedeutung der Verteilnetze für die Aufnahme, Verteilung und Weiterleitung erneuerbarer Erzeugungsleistung. Der dynamische Zubau erneuerbarer Energien zeigt sich in Thüringen analog zur Entwicklung auf Bundesebene. Wesentliche Treiber dieses Zubaus sind nach wie vor die Photovoltaik und Windenergie. Ein Teil der dezentral erzeugten elektrischen Energie wird bereits auf der jeweiligen Verteilnetzebene verbraucht. Überschüssige Erzeugungsleistung wird über Netzverknüpfungspunkte (NVP) in übergeordnete Netzebenen übertragen. Damit übernehmen Verteilnetze zunehmend eine bidirektionale Funktion: Sie dienen sowohl der Versorgung von Letztverbrauchern als auch der Aufnahme und Weiterleitung dezentraler Erzeugungsleistung.

Mit der Transformation des Energiesystems steigen zugleich die Anforderungen an Netzplanung, Systemsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit. Neben der zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung verändert sich auch die Laststruktur. Für eine bedarfsgerechte und sichere Netzplanung ist daher eine abgestimmte Betrachtung von Erzeugung und Verbrauch über die verschiedenen Netzebenen hinweg erforderlich. Hierzu arbeiten Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber eng zusammen. Darüber hinaus steht der Verteilnetzbetreiber im kontinuierlichen Austausch mit Letztverbrauchern, Betreibern von Erzeugungsanlagen, Kommunen, lokalen Behörden und weiteren relevanten Akteuren. Aufgrund seiner regionalen Nähe verfügt der Verteilnetzbetreiber über detaillierte Kenntnisse der lokalen und regionalen Entwicklungen und kann diese in die Prognose und Netzplanung einbeziehen. Insbesondere die Berücksichtigung regionaler Gleichzeitigkeiten und zeitlicher Korrelationen von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht eine realitätsnahe Abbildung der zukünftigen Netzauslastung.

Das Versorgungsgebiet der TEN weist dabei strukturelle und geografische Besonderheiten auf, die für die Netzplanung und die Integration erneuerbarer Energien maßgeblich sind. Hierzu zählt insbesondere die Netzstruktur mit einer Vielzahl an nachgelagerten Stadtwerken. Darüber hinaus ist das Gebiet durch unterschiedliche geografische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen geprägt. Während Nord- bis Mittelthüringen aufgrund ausgeprägter Windstandorte erhebliche Potenziale für die Windenergienutzung aufweisen, bestehen im gesamten Versorgungsgebiet Möglichkeiten für den Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik, insbesondere auf landwirtschaftlich benachteiligten Flächen, Konversionsflächen und entlang von Infrastrukturtrassen. Ehemalige und teilweise noch aktive Bergbaugebiete in Nordthüringen bieten zusätzliche Möglichkeiten der Flächennachnutzung. Die Mittelgebirgszüge und Höhenlagen beeinflussen zugleich die Trassenführung und Netzauslegung, insbesondere hinsichtlich Leitungslängen, Zugänglichkeit und Witterungseinflüssen. Entlang der Autobahn A4 konzentrieren sich darüber hinaus größere Städte und Verdichtungsräume mit hohen industriellen, gewerblichen und dienstleistungsorientierten Lasten.

Eine weitere wesentliche Rahmenbedingung stellen die ökologischen Schutzgebiete im TEN-Versorgungsgebiet dar. Neben dem Nationalpark Hainich sind zahlreiche Natur- und Landschaftsschutzgebiete sowie FFH- und Vogelschutzgebiete, unter anderem im Werratal, im Thüringer Wald und entlang der Unstrut, bei der Planung neuer Leitungstrassen,

Umspannwerke und Netzverknüpfungspunkte zu berücksichtigen. Dadurch werden die verfügbaren Planungskorridore teilweise erheblich eingeschränkt und eine intensive Abstimmung mit Übertragungsnetzbetreibern und Genehmigungsbehörden erforderlich. Eine weitere Besonderheit ist die Lage des Netzgebietes der TEN am Rand des 50Hertz-Übertragungsnetzgebietes an der ehemaligen Grenze zwischen Ost- und Westdeutschland. An der westlichen und südlichen Landesgrenze Thüringens besteht nur eine geringe Anzahl von Höchstspannungsverbindungen in die benachbarten Bundesländer. Dies führt zu ausgeprägten Hochspannungstransiten innerhalb des TEN-Netzes, da Last- und Einspeiseflüsse zwischen den Höchstspannungsregelzonen teilweise über weite Strecken durch das thüringische Netz geführt werden müssen. Die Randlage und die historisch gewachsene Höchstspannungsinfrastruktur wirken sich somit unmittelbar auf die Belastung, Dimensionierung und den Ausbaubedarf des Hochspannungsnetzes aus.

Grundlage des vorliegenden NAP2026 ist das auf dem Szenariorahmen 2025 der Übertragungsnetzbetreiber basierende Regionalszenario 2025. Für die Erarbeitung der regionalisierten Prognosen wurde das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE Kassel) durch die PR Ost beauftragt. Die daraus resultierenden Prognosen dienen als Eingangsgröße für die Netzmodellierung für die Stützjahre 2030, 2035 und das Zieljahr 2045. Die Prognosen umfassen detaillierte und feinregionalisierte Annahmen zur Entwicklung der Erzeugungsanlagen, Bezugslasten und Gleichzeitigkeiten bis auf Gemeindeebene. Ergänzend werden eigene Erkenntnisse der TEN zu den regionalen Entwicklungen der Netzlast berücksichtigt.

1.3 Entwicklung der Teilnetzstruktur

Neben der Verstärkung und dem Neubau einzelner Betriebsmittel ist für die langfristige Netzausbauplanung auch die Entwicklung der Netzstruktur und Netzfahrweise von Bedeutung. Die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien sowie die Elektrifizierung verschiedener Verbrauchssektoren führen zu veränderten Leistungsflüssen und steigenden Belastungen im Hochspannungsnetz. Die Auftrennung des Hochspannungsnetzes in mehrere Teilnetze ermöglicht es, Leistungsflüsse gezielt zu beeinflussen, Transitflüsse und die Belastung einzelner Leitungen zu reduzieren sowie die Kurzschlussleistung in Umspannwerken zu begrenzen. Die Fähigkeit, Netzbereiche gezielt zu koppeln oder voneinander zu trennen, erhöht zudem die Flexibilität bei Störungen. Die Teilnetzbildung ist daher zentraler Bestandteil der langfristigen Zielnetzplanung und wird mit den Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau synchronisiert.

Das Netzgebiet der TEN ist heute in die vier Teilnetze Nord, Ost, Süd und Mitte-West gegliedert. Dies spiegelt die organisatorisch regionalen Zuständigkeiten insbesondere in den unterlagerten Netzebenen (MS und NS) wider.

1.4 Berücksichtigung des vorgelagerten Übertragungsnetzes und nachgelagerter VNB

Eine weitere wesentliche Eingangsgröße für die Netzausbauplanung im Verteilnetz bilden die Netzschnittstellen zum vorgelagerten Übertragungsnetz. Für eine konsistente und Spannungsebenen-übergreifende Betrachtung werden regelmäßig Planungsgespräche mit dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber, der 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), durchgeführt. Im Rahmen der Erstellung des NAP werden die verschiedenen Prognosen und netzauslegungsrelevanten Szenarien sowie die planungsrelevanten Netzdaten mit 50Hertz abgeglichen und bei Bedarf aktualisiert. Der Abgleich der Daten ist insbesondere für die korrekte Bestimmung und Bewertung der Wirk- und Blindleistungsflüsse zwischen der Höchstspannungs- und der Hochspannungsebene von wesentlicher Bedeutung. Die Erstellung des NAP erfolgt in enger Verzahnung mit der übergeordneten Planung der Übertragungsnetzbetreiber. Eine wichtige Planungsgrundlage bildet daher der Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025).

Die für die zuvor beschriebenen Lasten und Erzeugungsanlagen verwendeten Prognosemodelle und -methoden werden grundsätzlich auch auf fremdversorgte Netzgebiete angewendet. Dabei werden sowohl NAP-vorlagepflichtige als auch nicht vorlagepflichtige Netzbetreiber berücksichtigt. Das zwischen den Verteilnetzbetreibern der PR Ost abgestimmte Vorgehen bietet den wesentlichen Vorteil, dass auch für nachgelagerter Netzgebiete Prognosen auf Grundlage einer einheitlichen Methodik verfügbar sind und dadurch eine konsistente netztechnische Betrachtung über die Grenzen des eigenen Netzgebiets hinaus ermöglicht wird. Ergänzend findet ein regelmäßiger fachlicher Austausch mit anderen Verteilnetzbetreibern zu relevanten Prognosedaten und Annahmen statt. Dadurch können aktuelle Entwicklungen in die eigene Netzausbauplanung einbezogen und gleichzeitig die Vorgehensweisen und Prozesse im Zusammenhang mit der Erstellung des Netzausbauplans abgestimmt werden.

1.5 Ergebnisdarstellung

Die Netzausbauplanung des Stromnetzes umfasst eine Vielzahl von Maßnahmen, die insbesondere der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen sowie der Bewältigung der steigenden Anforderungen infolge der zunehmenden Sektorenkopplung dienen. Die wesentlichen Ergebnisse der Netzausbauplanung werden im Folgenden entsprechend den Anforderungen des § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 3 bis Nr. 5 sowie Satz 2 EnWG in Form von Kartendarstellungen aufbereitet.

Die Netzdarstellungen erfolgen getrennt für die Hochspannungs- und Mittelspannungsebene. Hierzu wird jeweils eine Karte im Anhang *Netzkarten* dieses Dokuments bereitgestellt. Beide Karten stellen jedoch übereinstimmend den Netzausbaubedarf bis zum Stützjahr 2035 dar.

Die Hochspannungskarte umfasst die aktuellen Netzstrukturen sowie die für den Betrachtungszeitraum vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen der folgenden Netzebenen:

- Netzebene 2 (NE 2): HöS/HS-Umspannwerke
- Netzebene 3 (NE 3): Hochspannungsnetz (HS)
- Netzebene 4 (NE 4): HS/MS-Umspannwerke

Einige in der HS-Karte dargestellten Engpässe können erst mit Ausbaumaßnahmen aufgelöst werden, die aus Gründen der Umsetzbarkeit erst nach dem Jahr 2035 eingeordnet und somit nicht in der Karte enthalten sind.

Die Mittelspannungskarte enthält eine schematische Darstellung der Netzebene 5 (NE 5) auf Grundlage der Gemarkungsflächen. Die farbliche Kennzeichnung der Gemarkungen differenziert dabei zwischen dem aktuellen Versorgungsgebiet der TEN (ohne Engpassregionen), den kurz- und langfristigen Netzengpassregionen im TEN-Gebiet sowie denjenigen Gemarkungen, für die innerhalb der kommenden fünf Jahre konkrete Netzausbaumaßnahmen vorgesehen sind. Alle Gemarkungen ohne weitere Einfärbung sind der Versorgung durch Stadtwerke oder abweichenden Netzbetreibern im Allgemeinen zuzuordnen. Zur räumlichen Orientierung werden in der Mittelspannungskarte ergänzend das Hochspannungsnetz sowie die zugehörige Umspannebene NE 4 dargestellt. Auch die für die Umspannebene NE 4 identifizierten Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität (im Zeitraum bis t+10 Jahre) werden farblich gekennzeichnet. Vervollständigt wird die farbliche Kennzeichnung durch Maßnahmen in dieser Netzebene, die den notwendigen Bau von zusätzlichen Umspannwerken im übereinstimmenden Zeitraum (t+10 Jahre) darstellen.

Ergänzend werden in der Mittelspannungskarte neben der NE 4 und NE 5 auch die langfristig prognostizierten Netzengpässe bis 2045 für die Umspannebene NE 6 (MS/NS-Ortsnetzstationen, ONS) ausgewiesen.

Die gewählte Darstellungsform der Mittelspannungskarte ermöglicht so eine übergreifende Betrachtung der Netzengpasssituation über mehrere Spannungsebenen und stellt damit den Zusammenhang zwischen den identifizierten Engpässen und den daraus abgeleiteten, netzebenübergreifenden Ausbaumaßnahmen nachvollziehbar dar.

2 Planungsgrundlagen

Zur Sicherstellung einheitlicher und konsistenter Planungsgrundlagen innerhalb der PR Ost wurde ein Dokument zu den Grundsätzen der Netzausbauplanung erarbeitet. Dieses legt zentrale methodische und technische Randbedingungen fest, die von den beteiligten Verteilnetzbetreibern bei der Netzausbauplanung einheitlich angewendet werden. Darüber hinaus werden in dem gemeinsamen Dokument die einheitlich anzuwendenden netztechnischen Bewertungskriterien sowie die grundlegende Vorgehensweise bei der Anwendung des NOVA-Prinzips beschrieben. Durch die Festlegung dieser gemeinsamen Planungsgrundsätze wird eine konsistente und nachvollziehbare Bewertung des zukünftigen Netzausbaubedarfs innerhalb der PR Ost gewährleistet.

2.1 Regionalszenario der Planungsregion Ost

Das Regionalszenario basiert auf dem energiepolitischen Ziel, Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu gestalten. Die daraus abgeleiteten Leistungsprognosen für die verschiedenen Energieträger, Verbrauchssektoren und Flexibilitätsoptionen bilden eine wesentliche Grundlage für die Netzausbauplanung. Gemäß § 14d EnWG sind neben dem Zieljahr 2045 zusätzlich zwei Stützjahre mit einem zeitlichen Vorlauf von fünf bzw. zehn Jahren zu betrachten. Für das Regionalszenario 2025 wurden hierfür die Stützjahre 2030 und 2035 festgelegt.

Der NAP2026 der TEN berücksichtigt damit die Entwicklung des Stromsystems auf dem Weg zur Klimaneutralität und den damit verbundenen zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung. Entsprechend den aktuellen energiepolitischen Zielsetzungen soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf mindestens 80 % steigen; bis 2045 soll Deutschland klimaneutral sein. Für die Netzausbauplanung der TEN sind insbesondere die erwarteten Entwicklungen der Photovoltaik- und Windenergie von maßgeblicher Bedeutung. Für Biomasseanlagen wird hingegen kein weiterer wesentlicher Zubau angenommen. Gleiches gilt für die Wasserkraft in Thüringen. Darüber hinaus werden die Entwicklungen weiterer Energieträger und Erzeugungstechnologien, darunter Geothermie, Gaskraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), im NAP2026 berücksichtigt. Zunehmende Bedeutung für die Netzausbauplanung gewinnt der erwartete Zubau von Großbatteriespeichern, da diese sowohl die zeitliche Struktur der Netzeinspeisung als auch die Netzbelastung erheblich beeinflussen können. Auf der Verbrauchsseite werden die im Regionalszenario prognostizierten Entwicklungen der Elektromobilität, Wärmepumpen, Fern- und Prozesswärme sowie der Wasserstoffelektrolyse in die Netzausbauplanung übernommen. Damit werden insbesondere die wesentlichen Elektrifizierungstreiber und deren Auswirkungen auf die zukünftige Lastentwicklung berücksichtigt.

Auf Grundlage der Prognosewerte des genannten Regionalszenarios werden die einzelnen Energieträger und Lasttypen georeferenziert ermittelt und ausgewiesen. Durch weiterführende Analysen des Fraunhofer IEE werden diese Werte regional weiter aufgelöst und bis auf die

Ebene einzelner Ortsnetzstationen (ONS) heruntergebrochen. Auf Grundlage der resultierenden Leistungsprognosen wird der zukünftige Netzausbaubedarf über sämtliche Spannungsebenen ermittelt. Die Betrachtungen reichen dabei von den Ortsnetzstationen (MS/NS) über die Mittel- und Hochspannung bis hin zur Höchstspannungs-Umspannebene (HöS/HS). Für die Netzausbauplanung auf dem Weg zu einem klimaneutralen Thüringen steht die zunehmende Elektrifizierung verschiedener Anwendungsbereiche im Fokus, aber auch der Ausbau erneuerbarer Energien und die damit verbundenen Veränderungen der Lastflüsse sind von hoher Bedeutung. Die Entwicklung der Letztverbraucherlast wird im Folgenden anhand der maßgeblichen Einflussfaktoren und strombasierter Anwendungen beschrieben. Ergänzend wird die perspektivische Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien betrachtet. So ist mit etwa einer Verfünffachung der installierten Erzeugerleistung bis 2045 zu rechnen. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die prognostizierten installierten Leistungen der relevanten strombasierten Anwendungen. Die detailliert zugrunde liegenden Prognosen und weiterführenden Informationen sind dem Regionalszenario zu entnehmen.

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost

Auf das Versorgungsgebiet der TEN entfallende Leistung in MW

Anlagenart	Bestand 2024	2030	2035	2045
Photovoltaik auf oder an Gebäuden	1.510	2.720	3.890	5.440
Photovoltaik Freifläche	642	3.580	5.585	7.560
Windenergie an Land	1.890	3.450	4.510	5.285
Sonstige erneuerbare Erzeugung	251	235	225	130
Konventionelle Kraftwerke	381	430	425	275
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)		528	805	1.740
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	28	365	510	1.025
Elektromobilität	322	2.160	3.560	4.640
Konventionelle Last	1.566	1.525	1.485	1.410
Großprojekte		580	950	950
Elektrolyseure		20	180	585
Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	268	660	1.120	1.760
Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	134	560	1.340	2.030
Pumpspeicher	140	80	80	80
Summe Bezug (inkl. Speicher)	2.986	6.478	10.030	14.220
Summe Erzeugung (inkl. Speicher)	5.216	11.715	17.175	22.560

2.1.1 Einflussfaktor technische Entwicklung

Im NAP2026 werden die nachfolgend beschriebenen Technologien und Entwicklungen berücksichtigt, die potenziell zu einer signifikanten Steigerung der elektrischen Last führen können. Ihre Berücksichtigung ist insbesondere im Hinblick auf die langfristige Entwicklung der Netzauslastung und den daraus resultierenden Netzausbaubedarf von Bedeutung. Die Lastentwicklung in der Mittel- und Niederspannungsebene wird maßgeblich durch das Verbrauchsverhalten der Haushaltskunden sowie durch die Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen geprägt. Technischer Fortschritt beim Heizen von Gebäuden (Wärmepumpen)

und im Rahmen der Mobilität, d. h. die zunehmende Nutzung von E-Fahrzeugen, wirken sich signifikant auf die perspektivische Netzbelastung in den unterlagerten Verteilnetzebenen aus. Veränderungen der Bevölkerungsstruktur und des individuellen Verbrauchsverhaltens haben ebenso unmittelbaren Einfluss auf die zukünftige Laststruktur.

Neue industrielle Verbraucher sowie die fortschreitende Elektrifizierung und Dekarbonisierung bestehender Industrieprozesse, insbesondere in der Stahl-, Glas-, Baustoff- und Papierindustrie, führen zu einer zunehmenden industriellen Stromnachfrage. Aufgrund der hohen Anschlussleistungen wirken sich diese Entwicklungen insbesondere punktuell auf die bestehende Netzinfrastruktur aus. Für die Prognose werden im Rahmen des Regionalszenarios bereits erhobene Daten aus den Fraunhofer-Projekten TransHyDE mit dem Modell FORECAST herangezogen. Ergänzend wird eine TEN-interne Großlastenliste berücksichtigt, in der aktuelle Leistungsanfragen und absehbare Großlastentwicklungen erfasst sind. Bei der Entwicklung elektrischer Geräte steht zunehmend die Steigerung der Energieeffizienz im Vordergrund. Im Betrachtungszeitraum wird daher davon ausgegangen, dass ältere Geräte schrittweise durch effizientere und verbrauchsärmere Geräte ersetzt werden. Dieser verbrauchsmindernde Effekt wird teilweise durch den zunehmenden Anteil von Einpersonenhaushalten kompensiert. Mit steigender Zahl der Haushalte erhöht sich tendenziell auch die Anzahl der eingesetzten elektrischen Geräte, während deren individuelle Nutzungsdauer bzw. Einsatzzeit geringer ausfallen kann. Diese gegenläufigen Entwicklungen werden bei der Prognose der zukünftigen Lastentwicklung entsprechend berücksichtigt.

2.1.2 Einflussfaktor Bevölkerungsentwicklung

Ein wesentlicher Einflussfaktor für die zukünftige Lastentwicklung und die Verbreitung neuer Technologien, insbesondere der Elektromobilität, von Power-to-Heat-Anwendungen und Wärmepumpen, ist die demografische Entwicklung. Die Anzahl und räumliche Verteilung der Verbraucher bestimmen maßgeblich die potenzielle Nachfrage nach elektrischer Energie. Eine sinkende Bevölkerungszahl führt entsprechend zu einem geringeren Potenzial für den Energieverbrauch in Haushalten sowie für die Nutzung von Elektromobilität und Dienstleistungen. Gleichzeitig beeinflusst die Verfügbarkeit von Arbeitskräften die Standortwahl von Gewerbe und Industrie, während industrielle und gewerbliche Ansiedlungen ihrerseits die regionale Beschäftigungs- und Bevölkerungsentwicklung beeinflussen können.

Für die Prognose der zukünftigen Lastentwicklung wird daher grundsätzlich von einem Zusammenhang zwischen Bevölkerungs- und Lastentwicklung ausgegangen. Der demografische Wandel wird dabei für die jeweiligen Prognosejahre berücksichtigt. Als einheitliche Datengrundlage wird in den Modellierungen des Regionalszenarios ein durch das Fraunhofer IEE aufbereiteter und konsistenter Datensatz der Bertelsmann-Stiftung 2024 für sämtliche Landkreise und kreisfreien Städte Deutschlands verwendet. Dieser basiert auf der amtlichen Statistik der jeweiligen Bundesländer. Unter zusätzlicher Berücksichtigung eines Energieeffizienzfaktors wird daraus die Entwicklung des Stromverbrauchs für die Prognosejahre

abgeleitet. Für den Haushaltssektor wird dabei ein durchschnittlicher Rückgang des Stromverbrauchs von etwa 10 % angenommen. Des Weiteren bilden die Zensusdaten das statistische Rückgrat für die Prognose der Bevölkerungsentwicklung und dienen zugleich als weitere Grundlage der hier getroffenen Annahmen sowie für die Gebäudemodellierung und die technisch realistische Parametrisierung des zukünftigen Ausbaus von Photovoltaik, Wärmepumpen und Elektromobilität sowie der allgemeinen Lastentwicklung.

2.1.3 Elektromobilität

Die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrs führt zu einer steigenden Nachfrage nach elektrischer Ladeleistung und stellt damit einen relevanten Einflussfaktor für die Entwicklung der Stromnetze dar. Für die Prognose der Elektromobilität werden im Regionalszenario 2025 die Fahrzeuggruppen Pkw, leichte Nutzfahrzeuge (LNF) und schwere Nutzfahrzeuge (SNF) betrachtet. Die daraus resultierenden Ladebedarfe werden den Bereichen E-Pkw-Laden, Depotladen und Autobahnladen zugeordnet. Der öffentliche Personennahverkehr (ÖPNV) wird aufgrund der derzeit nicht ausreichenden einheitlichen Datengrundlage im Regionalszenario nicht berücksichtigt. Für die Ermittlung der zukünftigen Ladeinfrastruktur werden die Entwicklung des Fahrzeugbestandes sowie die räumliche Verteilung der Fahrzeuge und Ladepunkte berücksichtigt. Bei den Pkw wird zwischen Heim-, Arbeits- und öffentlichem Laden unterschieden. Für die Regionalisierung werden unter anderem Gebäudedaten, die vorhandene Siedlungsstruktur, sowie Zensusdaten herangezogen. Für das Depotladen werden insbesondere Standorte von Logistikimmobilien und geplante Gewerbegebiete berücksichtigt. Das Autobahnladen wird anhand der erwarteten Verkehrsentwicklung sowie bestehender und perspektivischer Ladeinfrastrukturstandorte regionalisiert.

Für die Netzplanung ist neben der installierten Ladeleistung insbesondere deren zeitliche und räumliche Auslastung relevant. Das Regionalszenario berücksichtigt daher standortbezogene Gleichzeitigkeitsannahmen und zeitabhängige Ladeprofile. Für private Ladepunkte wird eine Ladeleistung von 11 kW angesetzt; für Schnellladepunkte wird eine durchschnittliche Ladeleistung von 145 kW angenommen. Die Prognose der installierten Ladeleistung umfasst die Bereiche Pkw-Laden, Depotladen und Autobahnladen. Die im Regionalszenario ermittelten Entwicklungen werden für die Netzausbauplanung der TEN auf das Netzgebiet und die relevanten Netzebenen übertragen. Dabei werden die regionalisierte Ladeleistung und die zugrunde gelegten Gleichzeitigkeitsannahmen bei der Ermittlung der netzplanungsrelevanten Last berücksichtigt. Die konkrete Zuordnung der Ladeeinrichtungen zu den Netzbereichen erfolgt im Rahmen der weiteren Netzplanung auf Grundlage der verfügbaren Bestandsdaten und der für die jeweiligen Planungsjahre angenommenen Entwicklung. Für die Betrachtung der Netzauslastung werden, die für die jeweiligen Planungsfälle relevanten Ladeleistungen, entsprechend den angesetzten Lastprofilen, berücksichtigt. Dabei wird zwischen der installierten Ladeleistung und der für die Netzberechnung maßgeblichen zeitgleichen Leistung unterschieden. Die Entwicklung der Elektromobilität wird für die Stützjahre 2030 und 2035 sowie das Zieljahr 2045 in die Netzberechnungen des Netzausbauplans einbezogen. Zum

Stand Oktober 2026 waren in Thüringen insgesamt 2.357 Ladepunkte erfasst (Ladekarte BNetzA). Diese befinden sich insbesondere im städtischen Raum und sind teilweise an nachgelagerte Verteilnetzbetreiber angeschlossen, sodass sie nicht unmittelbar dem Versorgungsgebiet der TEN zuzuordnen sind. Für die Netzausbauplanung ist daher neben der absoluten Anzahl der Ladepunkte insbesondere deren räumliche Verteilung und netzseitige Zuordnung von Bedeutung.

2.1.4 Wärmesektor

Die Elektrifizierung des Wärmesektors stellt einen weiteren wesentlichen Einflussfaktor für die Entwicklung der Letztverbraucherlast dar. Im Regionalszenario 2025 werden hierzu insbesondere dezentrale Wärmepumpen, Nahwärmeversorgung sowie die Elektrifizierung der Fern- und Prozesswärme betrachtet. Für die Wärmeerzeugung kommen dabei unter anderem Luft-Wasser-Wärmepumpen, erdgekoppelte Wärmepumpen, Großwärmepumpen und Elektrodenkessel zum Einsatz. Bei der Regionalisierung der Wärmeversorgung wurde der Zensus berücksichtigt, um die Entwicklung möglichst realitätsnah abbilden zu können.

Bei der dezentralen Wärmeversorgung wird zwischen Luft-Wasser-Wärmepumpen und erdgekoppelten Wärmepumpen unterschieden. Die Auslegung der dezentralen Wärmepumpen erfolgte dabei nicht auf Basis eines normativen DIN-Bedarfs, sondern auf Basis realer Messzeitreihen von Wärmepumpen inklusive Heizstäbe. Typische Betriebsverhalten und Lastverläufe können so technisch-sinnvoll abgebildet werden. Für das Regionalszenario 2025 werden die installierten elektrischen Leistungen dieser Anlagen für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 prognostiziert und regional auf Landkreisebene verteilt. Ergänzend wird die Entwicklung von Nahwärmesystemen berücksichtigt. Die räumliche Verteilung erfolgt im Regionalszenario unter Berücksichtigung bestehender und perspektivischer Wärmeversorgungsstrukturen. Die elektrische Leistung der Wärmeerzeuger wird dabei getrennt von der Wärmeleistung betrachtet.

Auch die Transformation der Fern- und Prozesswärmeversorgung wird in die Prognose einbezogen. Dabei werden insbesondere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Großwärmepumpen und Elektrodenkessel berücksichtigt. Gleichzeitig verändert sich die Rolle der KWK-Anlagen innerhalb der Wärmeversorgung. Die Entwicklung der installierten Leistungen und deren Einsatzweise wird im Regionalszenario standortbezogen abgebildet. Für die Netzplanung ist neben der installierten elektrischen Leistung insbesondere die zeitliche Inanspruchnahme der Wärmeerzeuger relevant. Das Regionalszenario berücksichtigt deshalb Einsatzzeitreihen und Gleichzeitigkeiten für die betrachteten Stützjahre. Dabei werden auch Wechselwirkungen zwischen der Wärmeversorgung und der Entwicklung der Stromerzeugung berücksichtigt. Elektrische Wärmeerzeuger können beispielsweise bei hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Stromerzeugung eingesetzt werden, während KWK-Anlagen in anderen Betriebssituationen elektrische Leistung bereitstellen können. Die daraus resultierenden Betriebszustände werden bei der Ermittlung der netzplanungsrelevanten Last berücksichtigt.

Die im Regionalszenario 2025 prognostizierten Entwicklungen werden für die Netzausbauplanung der TEN auf das Versorgungsgebiet und die relevanten Netzebenen übertragen. Dabei werden die regionalisierten Leistungen und die für die jeweiligen Planungsjahre angesetzten Gleichzeitigkeiten in den Netzberechnungen berücksichtigt. Die konkrete Zuordnung der prognostizierten Lasten zu den Netzbereichen erfolgt auf Grundlage der verfügbaren Bestandsdaten, der regionalisierten Prognosen sowie weiterer für die TEN relevanter Planungsinformationen. Für die Betrachtung der Netzauslastung wird zwischen der installierten elektrischen Leistung der Wärmeerzeuger und der im jeweiligen Netzberechnungsfall angesetzten zeitgleichen Leistung unterschieden. Die Entwicklung des Wärmesektors wird für die Stützjahre 2030 und 2035 sowie das Zieljahr 2045 in die Netzmodellierung des Netzausbauplans einbezogen.

2.1.5 Kleinbatteriespeicher und flexible Lasten

Die Entwicklung von Kleinbatteriespeichern wird im Regionalszenario grundsätzlich berücksichtigt. Eine belastbare regionale Zuordnung der prognostizierten Batteriespeicherkapazitäten ist jedoch nur eingeschränkt möglich, da entsprechende Anlagen grundsätzlich an zahlreichen Standorten errichtet werden können und die Standortwahl der Betreiber nur begrenzt prognostizierbar ist. Für die Netzberechnungen werden daher ausschließlich bereits bestehende Batteriespeicher sowie aktuell konkretisierte Anschlussanfragen berücksichtigt. Gleichzeitig ist bei der aktuellen Entwicklung des Batteriespeichermarktes eine hohe Dynamik zu beobachten. Auf Grundlage der bisherigen Betriebserfahrungen ist bei der gegenwärtigen Markt- und Betriebsweise von einer zusätzlichen Netzbelastung auszugehen.

Auch die zunehmende installierte Leistung von Photovoltaik-Kleinspeichern führt nicht grundsätzlich zu einer Reduzierung der Netzauslastung in den netzauslegungsrelevanten Betriebsfällen. Für die Modellierung wird angenommen, dass Batteriespeicher in privaten Haushalten aufgrund ihres vorrangig auf Eigenverbrauch ausgerichteten Betriebs bereits vor dem Auftreten der für die Photovoltaik typischen Rückspeisespitze vollständig geladen sind. Eine zusätzliche Aufnahme von PV-Erzeugungsleistung durch die Speicher steht im maßgeblichen Rückspeisefall somit nicht zur Verfügung. Flexibilitätsoptionen, wie sie beispielsweise durch Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anwendungen bereitgestellt werden, werden teilweise über die angesetzten Gleichzeitigkeiten in den netzauslegungsrelevanten Szenarien berücksichtigt. Dabei werden auch Unterschiede zwischen den betrachteten Prognosejahren berücksichtigt. Für spezielle, an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien gekoppelte Elektrolyseure wird beispielsweise angenommen, dass diese bei einer hohen Verfügbarkeit von Photovoltaik- und Windenergie – insbesondere während einer sogenannten Hell-Brise – ihre elektrische Nennleistung beziehen. Während einer Dunkelflaute wird dagegen ein Rückgang des Leistungsbezugs unterstellt. Grundsätzlich sind die Voraussetzungen für einen verlässlich planbaren und netzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz derzeit noch nicht vollständig gegeben. Es bestehen weiterhin erhebliche Unsicherheiten zu

Umfang, Verfügbarkeit und Rahmenbedingungen der Flexibilitätspotenziale, die Einschätzungen in der Wissenschaft gehen deutlich auseinander, sodass eine belastbare Quantifizierung der netzdienlich nutzbaren Potenziale derzeit nur eingeschränkt möglich ist.

2.1.6 Aufdach-PV-Anlagen

Für die Photovoltaikerzeugung besteht insbesondere auf Gebäudedächern ein erhebliches Ausbaupotenzial. Zur Ermittlung dieses Potenzials werden unter Einbezug der Zensusdaten und mittels eines KI-basierten Ansatzes geeignete Dachflächen sowie deren zeitliche Erschließung und Entwicklung bestimmt. Dadurch kann das technisch bzw. perspektivisch erschließbare Potenzial regional differenziert abgebildet werden. Die auf diese Weise ermittelte potenzielle Photovoltaikleistung wird zunächst räumlich geclustert und anschließend den jeweils nächstgelegenen bestehenden Ortsnetzstationen (ONS) zugeordnet. Über das Mittelspannungsnetz erfolgt in einem weiteren Schritt die Zuordnung zu den übergeordneten Umspannwerken (UW). Auf diese Weise wird die prognostizierte Photovoltaikerzeugung räumlich auf die Netzinfrastruktur abgebildet und für die anschließende netztechnische Modellierung nutzbar gemacht.

2.1.7 Freiflächen-PV-Anlagen

Die Prognose der Entwicklung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen ist mit hohen Unsicherheiten verbunden. Ursache hierfür ist insbesondere die hohe potenzielle Flächenverfügbarkeit in weiten Teilen Thüringens, sodass grundsätzlich eine Vielzahl möglicher Standorte für die Errichtung entsprechender Anlagen in Betracht kommt. Die Prognose basiert daher auf einer Potenzialanalyse und einer darauf aufbauenden Zubau-Modellierung. Die zugrunde liegende Methodik ist im Regionalszenario 2025 ausführlich beschrieben. Für die netztechnische Modellierung werden die prognostizierten Freiflächen-Photovoltaikanlagen entsprechend ihrer Nennleistung geclustert. Auf dieser Grundlage kann eine Zuordnung der Anlagen zu den voraussichtlichen Netzanschlusspunkten und damit zu den jeweils relevanten Netzebenen vorgenommen werden. Für große Freiflächen-Photovoltaikanlagen wird angenommen, dass der Anschluss über ein Kundenumspannwerk (Kunden-UW) direkt an das Hochspannungsnetz (HS), also auf Netzebene 3 (NE 3), erfolgt.

Seit der Veröffentlichung des Regionalszenarios 2023 wurden im Netzgebiet der TEN mehrere verbindliche Zusagen für größere Freiflächen-Photovoltaikanlagen erteilt, die im damaligen Regionalszenario noch nicht berücksichtigt werden konnten. Diese zusätzlichen, zwischenzeitlich konkretisierten Projekte werden bei der Netzmodellierung und bei den prognostizierten Entwicklungen berücksichtigt. Freiflächen-Photovoltaikanlagen stellen den größten Anteil der prognostizierten installierten Leistung des zukünftigen Erzeugungsparks in Thüringen dar. Aufgrund dieser hohen Bedeutung können Abweichungen der tatsächlichen regionalen Entwicklung von der im Regionalszenario prognostizierten räumlichen Verteilung

erhebliche Auswirkungen auf die netztechnischen Leistungsflüsse haben. Eine veränderte räumliche Verteilung der Erzeugungsleistung kann insbesondere zu einer Verschiebung der Belastung einzelner Netzbereiche und damit zu einem veränderten regionalen Netzausbaubedarf führen. Die räumliche Prognose der Freiflächen-Photovoltaik stellt daher einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor für die langfristige Netzausbauplanung dar.

2.1.8 Windenergie

Auch bei Windenergieanlagen kann anhand einer Clusterung nach der installierten Leistung eine Prognose über die voraussichtliche Netzebene des jeweiligen Netzanschlusspunktes getroffen werden. Die Zuordnung ermöglicht es, die prognostizierten Erzeugungsleistungen entsprechend ihrer erwarteten Netzanschlussstruktur in der Netzmodellierung abzubilden.

Die Prognose der Standorte von Windenergieanlagen weist insbesondere im mittelfristigen Betrachtungszeitraum eine hohe Verlässlichkeit auf. Dies ist vor allem auf die Ausweisung von Windvorranggebieten zurückzuführen, die den potenziellen Zubau räumlich begrenzen und damit eine belastbare Grundlage für die Standortprognose bilden. Mit zunehmendem Prognosehorizont steigen jedoch die Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen räumlichen Entwicklung. Diese sind langfristig zwar ebenfalls relevant, werden jedoch als geringer eingeschätzt als bei der Prognose von Freiflächen-Photovoltaikanlagen. Ursache hierfür ist insbesondere die stärkere räumliche planerische Steuerung des Windenergieausbaus durch entsprechende Vorrang- und Eignungsgebiete.

2.1.9 Biomasse

Das Regionalszenario geht von keinem nennenswerten weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus biogenen Rohstoffen aus. Für den Netzausbauplan wird daher angenommen, dass die derzeit in Betrieb befindlichen Biomasseanlagen auch in den betrachteten Prognosejahren weiterhin betrieben werden. Ein zusätzlicher Zubau entsprechender Erzeugungskapazitäten wird bei der Netzausbauplanung nicht angesetzt.

2.1.10 Wasserkraftanlagen

Analog zur Stromerzeugung aus Biomasse wird für die Netzausbauplanung angenommen, dass die derzeit in Betrieb befindlichen Wasserkraftanlagen auch in den betrachteten Prognosejahren und bis zum Jahr 2045 weiterhin am Netz bleiben. Ein wesentlicher zusätzlicher Ausbau der Wasserkraftkapazitäten wird nicht unterstellt.

2.1.11 Großbatteriespeicher

Großbatteriespeicher (ab 1 MW) werden aufgrund ihrer möglichen Auswirkungen auf die Leistungsflüsse im Verteilnetz bei der Netzausbauplanung berücksichtigt. Im Gegensatz zu reinen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen können Batteriespeicher sowohl Leistung aus dem Netz aufnehmen als auch Leistung in das Netz einspeisen. Für die Netzplanung sind daher insbesondere die installierte Leistung, die regionale Verteilung und die für die jeweiligen Betrachtungsfälle angesetzten Betriebszustände relevant. Die Entwicklung der Großbatteriespeicher wird auf Grundlage der im Regionalszenario 2025 enthaltenen Prognosen sowie der für das Netzgebiet der TEN verfügbaren Informationen berücksichtigt. Dabei werden sowohl bestehende als auch für die betrachteten Planungsjahre erwartete Speicherleistungen einbezogen. Die netztechnische Wirkung der Großbatteriespeicher wird in Abhängigkeit vom jeweiligen Betrachtungsfall berücksichtigt. Insbesondere kann der gleichzeitige Lade- oder Entladebetrieb Einfluss auf die Belastung von Leitungen, Transformatoren und weiteren Netzbetriebsmitteln haben. Soweit für die Netzauslegung relevante Betriebsannahmen getroffen werden, werden diese entsprechend in den Netzberechnungen berücksichtigt.

2.1.12 Sonstige Erzeugungsanlagen

Neben den im Regionalszenario 2025 gesondert betrachteten Erzeugungsarten werden weitere Erzeugungsanlagen bei der Ermittlung der zukünftigen Erzeugungsstruktur berücksichtigt. Hierzu zählen bestehende Anlagen, auf Basis von Klärgas- und -schlamm, sowie Grubengas und Geothermie. Die Berücksichtigung erfolgt auf Grundlage der verfügbaren Bestandsdaten sowie der für die jeweiligen Planungsjahre vorliegenden Prognosen und Erkenntnisse. Für die Netzberechnungen werden die relevanten Anlagen entsprechend ihrer erwarteten Entwicklung und ihres netztechnischen Betriebsverhaltens angesetzt.

2.1.13 Wasserstoffelektrolyseure und Rechenzentren

Bei Wasserstoffelektrolyseuren wird zwischen Onsite-Anlagen an Industriestandorten und Offsite-Anlagen mit größerer räumlicher Entfernung zu Industriestandorten unterschieden. Onsite-Elektrolyseure werden in frühen Projekten zunächst überwiegend im Grundlastbetrieb vorgesehen; ab etwa 2035 wird zunehmend ein strompreisgesteuerter Betrieb angenommen. Offsite-Elektrolyseure sind insbesondere in der Nähe des Wasserstoff-Fernleitungsnetzes und im Verbund mit großen neuen Windenergie- und Photovoltaikparks vorgesehen. Für die Stützjahre 2030 und 2035 wird jedoch nicht davon ausgegangen, dass Elektrolyseure bereits in relevantem Umfang wirtschaftlich in einer stark an der erneuerbaren Stromerzeugung orientierten Fahrweise betrieben werden.

Die Entwicklung des Rechenzentrumsbestands lässt sich aufgrund der projektspezifischen Standortentscheidungen und der schwer prognostizierbaren Ansiedlungsentwicklung nicht

verlässlich im Voraus bestimmen. Daher werden im Regionalszenario 2025 ausschließlich bereits bekannte Vorhaben berücksichtigt.

2.2 Voraussichtliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe der TEN wird im Betrachtungszeitraum durch die Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch sowie deren räumliche und zeitliche Verteilung bestimmt. Auf der Verbrauchsseite führen insbesondere die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität und des Wärmesektors sowie die Entwicklung von Industrie und Großverbrauchern zu Veränderungen der Leistungsanforderungen. Gleichzeitig nimmt die installierte Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen, insbesondere von Photovoltaik und Windenergie, weiter zu. Damit verändern sich sowohl die Höhe als auch die Richtung der Leistungsflüsse innerhalb des Verteilnetzes. Ergänzend werden die Entwicklung von Wasserstoffelektrolyse und Speichern als weitere netzplanungsrelevante Einflussgrößen berücksichtigt. Für die Betrachtung der zukünftigen Versorgungsaufgabe werden die Entwicklungen des Regionalszenarios 2025 für die Stützjahre 2030 und 2035 sowie das Zieljahr 2045 herangezogen und auf das Versorgungsgebiet der TEN übertragen. Dabei werden die regionalisierten Erzeugungs- und Lastentwicklungen entsprechend ihrer jeweiligen Netzebene und räumlichen Zuordnung in die Netzmodellierung übernommen. Die sich daraus ergebenden Leistungsanforderungen bilden eine wesentliche Grundlage für die Bewertung der zukünftigen Netzsituation und die Ermittlung des daraus resultierenden Anpassungs- und Netzausbaubedarfs. Die konkrete Entwicklung der Versorgungsaufgabe ist dabei im weiteren Planungsverlauf anhand aktualisierter Erzeugungs-, Last- und Anschlussdaten fortzuschreiben.

2.2.1 Aktuelle Versorgungsaufgabe auf Grundlage des Regionalszenarios 2025

Tabelle 2 stellt die aktuelle Versorgungsaufgabe zum Stichtag 31. Dezember 2024 dar und ordnet die Bestandswerte den verschiedenen Netzebenen zu. Dabei werden sowohl die installierten Erzeugungsleistungen als auch die bestehenden und zukünftigen Verbrauchsstrukturen sowie Speichertechnologien berücksichtigt.

Auf der Erzeugungsseite werden Photovoltaikanlagen auf oder an Gebäuden, Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Windenergieanlagen an Land und sonstige erneuerbare Erzeugungsanlagen erfasst. Ergänzend werden konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher berücksichtigt. Die Zuordnung zu den Netzebenen verdeutlicht, dass die Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowohl über höhere Netzebenen als auch dezentral über die Mittel- und Niederspannung erfolgt. Während die Windenergie an Land und konventionelle Kraftwerke überwiegend den höheren Netzebenen zugeordnet sind, verteilt sich die Photovoltaikleistung auf Gebäude und Freiflächen über mehrere Netzebenen. Sonstige

erneuerbare Erzeugungsanlagen sind ebenfalls auf verschiedenen Spannungsebenen vertreten.

Auf der Verbrauchsseite unterscheidet die Tabelle zwischen dezentralen Wärmepumpen, dem elektrischen Bedarf zentraler Wärmelösungen, Elektromobilität und der konventionellen Last. Letztere umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie und Landwirtschaft. Die Elektromobilität ist insbesondere den Mittel- und Niederspannungsebenen zugeordnet, während der elektrische Bedarf zentraler Wärmelösungen auf höheren Netzebenen berücksichtigt wird. Für Wärmepumpen sind in der dargestellten Tabelle keine konkreten Bestandswerte ausgewiesen.

Darüber hinaus werden neue und flexible Verbraucher sowie Speichertechnologien betrachtet. Stand-alone-Rechenzentren und Elektrolyseure sind zum betrachteten Stichtag in der Tabelle ohne ausgewiesene Bestandsleistung dargestellt. Kleinbatteriespeicher mit einer Leistung unterhalb des definierten Grenzwertes von einem Megawatt werden den unteren Netzebenen zugeordnet. Großbatteriespeicher mit einer Leistung ab der festgelegten Schwelle sowie Pumpspeicher werden dagegen überwiegend auf höheren Netzebenen erfasst. Insgesamt bildet die Tabelle die Ausgangsbasis für die weitere Netzausbauplanung, indem sie die zum Stichtag vorhandene Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherstruktur nach Netzebenen abbildet. Sie dient damit als Referenz für die Fortschreibung der Versorgungsaufgabe im Regionalszenario 2025 und für die Ableitung zukünftiger Anforderungen an Leitungen und Umspannwerke.

Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe

Aufteilung der Bestandswerte zum Stichtag 31.12.2024 aus dem Regionalszenario 2025 auf die Netzebenen in MW

	UW HöS/HS	HS	UW HS/MS	MS	UW MS/NS	NS
Photovoltaik auf oder an Gebäuden (MWp)	0	0	487	588	46	394
Photovoltaik Freifläche (MWp)	0	85	54	449	11	44
Windenergie an Land	0	699	142	1.050	0	0
Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	23	22	185	15	7
Konventionelle Kraftwerke	0	381	0	0	0	0
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	0	0	0	0	0
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	0	28	0	0	0
Elektromobilität	0	0	0	33	149	140
Konventionelle Last (umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Industrie, Landwirtschaft)	0	245,6	460,3	491,8	13,1	355,3
Stand-alone Rechenzentren	0	0	0	0	0	0
Elektrolyseure	0	0	0	0	0	0
Batteriespeicher (< 1 MW)	0	10	79	6	2	189
Batteriespeicher (ab 1 MW)	0	61	2	70	0	3
Pumpspeicher	0	140	0	0	0	0

2.2.2 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+5

Die zukünftige Versorgungsaufgabe bis 2030 unterscheidet sich zwischen den vier Teilnetzen. Im Teilnetz Nord überwiegt die Einspeiseleistung deutlich die Bezugsleistung, insbesondere auf Hoch- und Mittelspannungsebene. Das Teilnetz Ost ist durch einen hohen Bezugsbedarf geprägt, weist jedoch ebenfalls erhebliche Einspeisungen auf Mittelspannungsebene auf. Im Teilnetz Süd fällt die Einspeiseleistung im Vergleich zu den übrigen Teilnetzen am geringsten

aus, mit einem Schwerpunkt auf der Mittelspannungsebene. Das Teilnetz Mitte-West weist die höchste Einspeiseleistung, insbesondere im Mittelspannungsnetz, sowie gleichzeitig einen hohen Bezugsbedarf auf. Insgesamt zeigt sich eine ausgeprägte dezentrale Einspeisestruktur, wobei für die Teilnetze keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Versorgungsaufgaben erwartet werden.

Die wesentlichen Treiber des Stromnetzausbaus im Betrachtungszeitraum sind der starke Hochlauf von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern sowie der gleichzeitige Zubau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Auf Netzebene 2 stehen zusätzliche Umspannkapazitäten zur Integration erneuerbarer Energien und zur Bewältigung veränderter Leistungsflüsse im Vordergrund. Auf Netzebene 3 treiben neue Windparks sowie große Erzeugungs- und Speicheranlagen den Ausbau der Hochspannungsnetze. Auf den Netzebenen 4 und 5 steigt der Bedarf an Umspannwerken, Transformatoren und Leitungen durch neue Erzeugungsanlagen, Ladeparks und industrielle Großverbraucher. Auf den Netzebenen 6 und 7 sind insbesondere der Zubau von Wärmepumpen, privaten Ladepunkten, PV-Dachanlagen und Heimspeichern für lokale Netzengpässe verantwortlich.

2.2.3 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe T+10

Die zukünftige Versorgungsaufgabe bis 2035 ist in allen vier Teilnetzen durch einen weiteren Anstieg der Bezugs- und Einspeiseleistungen geprägt. Im Teilnetz Nord übersteigt die Einspeiseleistung weiterhin deutlich die Bezugsleistung, insbesondere auf Hoch- und Mittelspannungsebene. Das Teilnetz Ost weist einen ausgeprägten Anstieg des Bezugsbedarfs sowie hohe Einspeiseleistungen auf Mittelspannungsebene auf. Im Teilnetz Süd bleibt die Einspeiseleistung im Vergleich zu den übrigen Teilnetzen am geringsten, während der Bezugsbedarf insbesondere auf Hochspannungsebene zunimmt. Das Teilnetz Mitte-West entwickelt sich weiterhin zu einem Einspeiseschwerpunkt auf Mittelspannungsebene und weist zugleich einen hohen Bezugsbedarf auf. Insgesamt sind insbesondere Nord und Mitte-West durch hohe Einspeiseleistungen geprägt, während in Ost und Süd der steigende Bezugsbedarf zusätzliche Anforderungen an die Netzplanung stellt.

Die wesentlichen Treiber des Netzausbaus sind der weitere Ausbau von Windenergie, Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Großbatteriespeichern. Auf den Netzebenen 2 und 3 gewinnen zusätzliche HGÜ-Verbindungen, leistungsfähige Transformatoren sowie die Anschlüsse großer Elektrolyseure und Rechenzentren an Bedeutung. Auf den Netzebenen 4 und 5 treiben die industrielle Elektrifizierung, die Schnellladeinfrastruktur für Pkw und Nutzfahrzeuge sowie große Speicher den regionalen Netzausbau. Auf den Netzebenen 6 und 7 steigen die Anforderungen durch die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen sowie die gleichzeitige Einspeisung aus Photovoltaik in Kombination mit Heimspeichern. Intelligente Steuerung, Lastverschiebung und Speicher können zur Netzentlastung beitragen, während bei dauerhaften Engpässen weiterhin physische

Netzverstärkungen erforderlich bleiben. Das Wachstum einzelner Technologien kann sich regional unterschiedlich entwickeln, insbesondere bei hoher Marktdurchdringung oder begrenzten Flächenpotenzialen. Die größte Prognoseunsicherheit besteht bei Freiflächen-Photovoltaikanlagen, da schwer vorhersehbar ist, an welchen Standorten sie künftig errichtet werden und welche Kapazitäten dabei realisiert werden. Für die Teilnetze werden grundsätzlich keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgaben erwartet.

2.2.4 Voraussichtliche Versorgungsaufgabe 2045

Die zukünftige Versorgungsaufgabe bis 2045 ist in allen vier Teilnetzen durch einen weiteren deutlichen Anstieg der Bezugs- und Einspeiseleistungen geprägt. Im Teilnetz Nord bleibt die Einspeisung deutlich dominant, insbesondere auf Hochspannungsebene. Das Teilnetz Ost weist weiterhin einen hohen Bezugsbedarf auf Nieder- und Mittelspannungsebene auf, während gleichzeitig die Einspeisung auf Mittelspannungsebene zunimmt. Im Teilnetz Süd bleibt die Einspeiseleistung im Vergleich zu den übrigen Teilnetzen geringer, wobei sich der Schwerpunkt zunehmend auf die Mittel- und Hochspannungsebene verlagert. Der Bezugsbedarf nimmt in allen Spannungsebenen weiter zu. Das Teilnetz Mitte-West weist sowohl hohe Bezugs- als auch Einspeiseleistungen auf. Besonders hervorzuheben sind die starke Einspeisung auf Hochspannungsebene sowie der hohe Bezugsbedarf auf Nieder- und Mittelspannungsebene. Insgesamt steigen die Anforderungen an Netzstruktur und Netzführung durch zunehmende Leistungsflüsse auf allen Spannungsebenen und ausgeprägte Einspeiseschwerpunkte in Nord und Mitte-West.

Im Vordergrund des Netzausbaus steht die Anpassung an ein weitgehend elektrifiziertes und erneuerbares Energiesystem. Auf den Netzebenen 2 und 3 prägen die Integration hoher Wind- und Solarstrommengen sowie die Einbindung von Großspeichern die Planung. Elektrolyseure, Rechenzentren und flexible Kraftwerke können zusätzliche regionale Last- und Einspeiseschwerpunkte erzeugen. Auf den Netzebenen 4 und 5 stehen die Versorgung großer Industrie- und Gewerbestandorte, Ladeinfrastruktur und Speicher im Mittelpunkt. Auf den Netzebenen 6 und 7 liegt der Schwerpunkt zunehmend auf der Bewältigung hoher gleichzeitiger Lasten und bidirektionaler Leistungsflüsse durch Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Photovoltaik und Heimspeicher. Zwar ist bei diesen Technologien nach der Hochlaufphase regional eine Abschwächung des jährlichen Zubaus möglich, der Bedarf an Netzanpassungen bleibt jedoch aufgrund höherer Auslastung, regionaler Unterschiede, Ersatzinvestitionen und neuer Verbrauchsschwerpunkte bestehen. Für die Teilnetze werden grundsätzlich keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgaben erwartet.

3 Netzdimensionierende Netzausbauplanung

Die TEN versteht sich als Verteilnetzbetreiber und Infrastrukturdienstleister mit dem Ziel, ihre Netzkunden auch bei sich verändernden Erzeugungs- und Laststrukturen zuverlässig und diskriminierungsfrei mit elektrischer Energie zu versorgen und ihnen damit die uneingeschränkte Ausübung ihrer Geschäftsmodelle zu ermöglichen. Auftretende Netzengpässe sind vor diesem Hintergrund grundsätzlich als temporäre Zustände zu betrachten und durch geeignete netzplanerische oder netztechnische Maßnahmen dauerhaft zu beheben. In diesem Zusammenhang ist auch der Beschluss BK6-22-300 der Bundesnetzagentur vom 27. November 2023 einzuordnen. Bei einem erwarteten wiederholten Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG ist der zugrunde liegende Netzengpass bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und es sind geeignete Abhilfemaßnahmen zu prüfen. Nachfragesteuerungsmaßnahmen können somit nicht als dauerhafter Ersatz für einen erforderlichen Netzausbau angesetzt werden, sofern deren wiederholter Einsatz auf einen strukturellen Netzengpass hindeutet. Für den Netzausbauplan werden daher grundsätzlich engpassfreie Zielnetze ausgewiesen. Die Dimensionierung der Zielnetze erfolgt ohne eine planmäßige Inanspruchnahme von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG. Auf diese Weise wird der langfristig erforderliche Netzausbau unabhängig von einer wiederholten netzseitigen Steuerung der Nachfrage bestimmt.

Die Ermittlung des Netzausbaubedarfs basiert auf einer modellhaften Abbildung der bestehenden Netzstruktur einschließlich der relevanten Betriebsmittel sowie der angeschlossenen Erzeugungs- und Bezugsleistungen. Die für die jeweiligen Prognosejahre ermittelten Leistungswerte werden unter Berücksichtigung geeigneter Gleichzeitigkeitsfaktoren in die Netzmodelle integriert. Diese Gleichzeitigkeiten werden aus den vom Fraunhofer IEE erstellten individuellen und überlagerten Zeitreihen der einzelnen elektrischen Verbraucher- und Erzeuger-Anwendungen entnommen. So ergeben sich für jeden kleinen und großen Netzknoten individuelle Gleichtzeitgkeitswerte. Für jedes Netzgebiet bzw. Netzknoten liegen Zeitreihen zu den Jahren 2030, 2035 sowie 2045 vor.

Hierbei ergibt sich, dass die maximale Leistung einzelner Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in der Regel nicht gleichzeitig auftritt. Für die Netzberechnungen werden daher orts- und netzspezifische Begebenheiten zur zeitgleichen Wirksamkeit der prognostizierten Einspeise- und Lastleistungen getroffen. Die angesetzten Gleichzeitigkeitsfaktoren dienen dazu, realistische und zugleich für die Netzauslegung geeignete Belastungssituationen abzubilden. Auf dieser Grundlage erfolgt die Berechnung der netzauslegungsrelevanten Betriebszustände. Die Netzberechnungen werden sowohl für den ungestörten Normalbetrieb als auch für den gestörten Betrieb durchgeführt. Hierzu werden typische Schaltzustände der Netze abgebildet und die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums überprüft. Damit wird sichergestellt, dass das Netz auch bei Ausfall des kritischsten Betriebsmittels die Versorgungsaufgabe grundsätzlich weiter sicher erfüllen kann. Die netztechnischen Bewertungskriterien legen dabei fest, anhand welcher

Anforderungen die zukünftige Netzsituation bewertet und ein möglicher Netzausbaubedarf ermittelt wird. Betrachtet werden insbesondere die zulässige Belastung der Betriebsmittel, die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen sowie die Anforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Werden diese Kriterien in den betrachteten Netzauslegungsfällen nicht eingehalten, wird nach dem NOVA-Prinzip geprüft, ob eine bauliche Maßnahme im Netz erforderlich ist.

Das NOVA-Prinzip „Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau" hat das Ziel, bestehende Netzkapazitäten möglichst effizient zu nutzen und einen zusätzlichen Netzausbau auf das erforderliche Maß zu begrenzen. Hierzu werden zunächst Möglichkeiten zur Optimierung des bestehenden Netzes geprüft. Sofern diese nicht ausreichen, werden Maßnahmen zur Verstärkung bestehender Betriebsmittel betrachtet. Erst wenn auch dadurch die festgestellten Engpässe nicht behoben werden können, wird ein Netzausbau durch neue Leitungen, Kabel, Umspannwerke oder sonstige Netzinfrastruktur vorgesehen.

Auf Grundlage des HS-Netzmodells der TEN und der Ergebnisse des NAP werden fortlaufend Untersuchungen zu perspektivischen Netzfahrweisen und zur möglichen Bildung zusätzlicher Teilnetze durchgeführt. Eine gezielte Auftrennung des HS-Netzes kann insbesondere dazu beitragen, HS-Transitflüsse als Bypass-Leistung zum HöS-Netz zwischen HöS/HS-Umspannwerken zu reduzieren. Gleichzeitig können dadurch stark ansteigende Kurzschlussströme begrenzt und die Belastung von Betriebsmitteln im Fehlerfall reduziert werden. Die Untersuchung und Umsetzung neuer perspektivischer Netzfahrweisen kann zu einer wesentlichen Veränderung der für die Netzauslegung maßgeblichen Leistungsflüsse führen. Die im Rahmen des NAP2026 ermittelten Netzausbaumaßnahmen sind daher unter dem Vorbehalt einer zukünftigen Anpassung der Netzstruktur und Betriebsführung zu betrachten. Mit der Festlegung neuer Netzfahrweisen kann eine erneute Bewertung der Leistungsflüsse und damit gegebenenfalls eine Anpassung des daraus abgeleiteten Netzausbaubedarfs erforderlich werden.

3.1 Hochspannung

Für das Netzgebiet der TEN wird auf Grundlage der Prognosen des Regionalszenarios 2025 erwartet, dass der bis zum Jahr 2045 erforderliche Netzausbau insgesamt gleichermaßen durch die Entwicklung der Lasten und den Zubau der EE-Anlagen bestimmt wird. Regionale Besonderheiten gemäß den Ausführungen in den vorstehenden Kapiteln wie beispielsweise eine überdurchschnittliche Konzentration von Ladeinfrastruktur oder Windenergieanlagen sowie die lokale Ansiedlung leistungsintensiver Großverbraucher, gilt es zu berücksichtigen. Abhängig von der konkreten Anschlussleistung und den örtlichen Netzverhältnissen können hierfür Anschlüsse auf Hochspannungsebene erforderlich werden. Diese können wiederum einen wesentlichen Einfluss auf die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen und die Struktur des Hochspannungsnetzes haben.

Die für den Anschluss neuer Netzkunden notwendigen Umspannwerke werden durch den Zubau weiterer TEN-eigener UW zur Deckung der Leistungsbedarfe im MS-Netz und der nachgelagerten Stadtwerke ergänzt. Dies führt zu einer Verdichtung der UW im HS-Netz. Dabei sind für kurzfristige Engpassgebiete in der MS-Ebene entsprechende UW-Maßnahmen konkretisiert, die aus einer netzebenübergreifenden Planung resultieren

Die gesamte Maßnahmenliste gemäß § 14d fasst in tabellarischer Form die heute erwartbaren Maßnahmen zusammen (vgl. Maßnahmenplan im Anhang). Zur Gewährleistung einer durchgängigen Nachverfolgbarkeit werden die laufenden Nummern aus den vorangegangenen Netzausbauplänen fortgeführt. Maßnahmen, die bereits im NAP2024 als "abgeschlossen" aufgeführt wurden, werden einschließlich ihrer ursprünglichen Nummerierung nicht erneut in der Maßnahmenliste des NAP2026 aufgeführt.

Die im Rahmen des vorliegenden NAP2026 identifizierten Maßnahmen wurden auf Grundlage der Erfahrungen mit den Kosten aktuell verfügbarer technischer Lösungsoptionen ermittelt. Es wird die bestmögliche Nutzung und Optimierung der bestehenden Netzstruktur angestrebt, bevor großräumige Neubauten realisiert werden. Ein zentraler Treiber ist dabei die prioritäre Nutzung vorhandener Bestandstrassen des HS-Netzes. Wo immer möglich, werden Ausbaumaßnahmen in bestehenden Korridoren gebündelt, um Flächeninanspruchnahme und zusätzliche Eingriffe zu begrenzen sowie Genehmigungsprozesse zu erleichtern. Hierzu gehören insbesondere Höhertrassierungen einzelner Leitungen und in erheblichem Umfang Umbeseilungen in bestehenden Trassen mit Hochtemperaturleiterseilen. Durch solche Umbeseilungen kann die Übertragungskapazität einzelner Systeme je nach Ausgangszustand deutlich gesteigert werden, teilweise bis hin zu einer annähernden Verdopplung. Diese Maßnahmen erfolgen teilweise zeitlich versetzt, um Netzbetrieb, Genehmigungen und Baukapazitäten abgestimmt zu koordinieren.

Der resultierende Ausbaubedarf für HS-Leitungen, Umspannwerke (HöS/HS und HS/MS) sowie die jeweils geschätzten Kosten sind für die betrachteten Prognosezeiträume in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung HöS/HS, HS und HS/MS

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 2: HöS/HS UW	5 Tr	61,4 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	494 km	202,1 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	25 Tr	254,4 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 2: HöS/HS UW	15 Tr	247,5 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	573 km	632,5 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	70 Tr	1.016,0 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 2: HöS/HS UW	12 Tr	105,0 Mio. Euro
	NE 3: HS-Leitungen	633 km	716,2 Mio. Euro
	NE 4: HS/MS UW	39 Tr	737,5 Mio. Euro

Neubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung, Tr = Transformator

3.2 Mittel- bis Niederspannung

Die TEN betreibt in Thüringen ein ausgedehntes MS-Netz, welches ausschließlich über das TEN-eigene HS-Netz und die zugehörige Umspannebene HS/MS versorgt wird. Maßnahmen im MS-Netz werden zunächst auf der jeweiligen Spannungsebene entsprechend dem beschriebenen NOVA-Prinzip bewertet. Mögliche Auswirkungen auf die HS/MS-Umspannebene sowie auf das vorgelagerte HS-Netz werden ergänzend und gesamthaft hinsichtlich technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Aspekte betrachtet. Darüber hinaus wird wiederum ein Großteil der TEN-eigenen MS/NS-Umspannstationen über das vorgelagerte MS-Netz der TEN versorgt. Daher werden auch hier Maßnahmen in der betroffenen Spannungsebene nicht isoliert, sondern unter Berücksichtigung ihrer Wechselwirkungen mit der übergeordneten Netzebene bewertet. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Bewertung einzelner Netzausbaumaßnahmen in das Gesamtsystem eingebettet ist. Die Definition und räumliche Abgrenzung eines Netzengpasses erfolgt grundsätzlich auf Gemarkungsebene und basiert auf den Ergebnissen der Netzberechnungen. Eine Gemarkung wird als betroffen ausgewiesen, sobald eine Überschreitung der zulässigen Betriebsmittelauslastung oder der zulässigen Spannungsgrenzen festgestellt wird.

Bei den kurzfristig prognostizierten Netzengpässen im MS-Netz stellt heute insbesondere der Zubau von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien die wesentliche Ursache für den erforderlichen Netzausbau dar. Bereits im kurzfristigen Betrachtungszeitraum zeigt sich eine ausgeprägte räumliche Ausdehnung der Engpässe, die sich über mehrere zusammenhängende MS-Netzabschnitte erstrecken kann. Ergänzend führen lokale bezugsseitige Anschlussanfragen zu weiteren Ausbaubedarfen im MS-Netz. Diese sind insbesondere auf die Erweiterung bestehender Gewerbe- und Industrieanlagen, die Erschließung neuer Gewerbeflächen sowie

den Ausbau der Ladeinfrastruktur zurückzuführen. Diese Entwicklung setzt sich bei der Betrachtung der langfristigen Prognosen grundsätzlich fort. Die identifizierten kurzfristigen Engpässe sind daher unter Berücksichtigung der verschiedenen Handlungsoptionen des NOVA-Prinzips gesamthaft zu untersuchen. Dabei zeichnet sich in zahlreichen Fällen der Neubau von HS/MS-Umspannwerken in entsprechender räumlicher Entfernung zum bestehenden HS-Netz als gesamtwirtschaftlich vorteilhafte Variante ab. Derartige Maßnahmen weisen aufgrund der erforderlichen Genehmigungsverfahren und der Errichtung neuer HS-Trassen entsprechend längere Realisierungszeiträume auf, wodurch sich die benötigte Zeit zur Behebung auf MS-Ebene ebenfalls erhöht.

Die im Maßnahmenplan mit t+5 ausgewiesenen Maßnahmen dienen daher primär der Beseitigung lokaler Netzengpässe und können gegebenenfalls mit einem altersbedingten Ersatz von Betriebsmitteln kombiniert werden (vgl. Anhang). Dabei gilt es Besonderheiten in der Alterung von Kabeltypen aus der Zeit vor 1990 zu berücksichtigen. Gleichzeitig leisten die gelisteten Maßnahmen einen Beitrag zur langfristigen Erhöhung der Netzkapazität und sind stets in die übergeordnete Zielnetzplanung der jeweils betroffenen Netzengpassregion einzuordnen. Die netztechnische Begründung einer Maßnahme im MS-Netz ist somit grundsätzlich mehrdimensional und abhängig vom betrachteten Prognosehorizont sowie den jeweiligen Randbedingungen bzw. dem zugrundeliegenden Gesamtkonzept. Auf Grundlage der Prognosen ist davon auszugehen, dass sich die kurzfristig identifizierten MS-Netzengpässe ohne geeignete Gegenmaßnahmen bis zum Jahr 2045 auf Grundlage der heutigen Netzstruktur räumlich und hinsichtlich ihrer Intensität weiter ausdehnen und damit zu langfristigen Netzengpässen entwickeln würden. Dies kann aus der schematischen Kartendarstellung bzw. der Einfärbung der Gemarkungen entnommen werden. Zudem unterstreicht es die Notwendigkeit, die erforderlichen Maßnahmen nicht ausschließlich zur Behebung einzelner lokaler Engpässe, sondern im Zusammenhang mit der langfristigen Entwicklung der insgesamt betroffenen Netzregion zu planen. Dabei zeigt sich, dass sich die Auswirkungen der zunehmenden Netzbelastung nicht auf das MS-Netz beschränken, sondern ebenfalls auf die HS/MS-Umspannebene ausdehnen. Die in Tabelle 4 angegeben Längen für zusätzliche MS-Kabel basieren damit auf dem gleichzeitigen Zubau oder dem Ausbau von TEN-UW. Ohne zusätzliche UW würde der MS-Kabelbedarf steigen. Zudem werden im NAP2026 bereits so genannte Mittelspannungslängsregler berücksichtigt, um die Auslastung bestehender Kabel weiter erhöhen zu können und damit den zusätzlichen Kabelbedarf weiter reduzieren zu können.

Für die MS/NS-Umspannebene werden auf Grundlage der prognostizierten bezugs- und erzeugungsseitigen Leistungen ebenfalls die bestehenden Umspannstationen und nachgelagerten NS-Netze identifiziert, bei denen die vorhandene Netzkapazität perspektivisch nicht ausreicht. Die Bewertung erfolgt auch hier auf Basis der Netzberechnungsergebnisse, um erforderliche Maßnahmen bedarfsgerecht und in dem jeweils erforderlichen Umfang ableiten zu können. So zeichnet sich für die NE 6 und NE 7 der Bedarf zusätzlicher Umspannstationen/ Ortnetzstationen (ONS) ab, der zu einer entsprechenden Verdichtung führt In Ergänzung dessen ist in den Zahlen für die benötigte MS/NS-Transformatorkapazität gemäß Tabelle 4 und

der damit einhergehenden Anzahl an ONS eine Weiterführung der MS-Automatisierung berücksichtigt. Zudem setzt auch hier der aufgezeigte NS-Kabelbedarf den Zubau an ONS voraus. Bei der Umsetzung entsprechender Maßnahmen zeigen sich zunehmend Herausforderungen bei der Identifikation und Sicherung geeigneter ONS-Standorte. Auch im Niederspannungsnetz kann eine zusätzlich erforderliche Verkabelung zu deutlich längeren Realisierungszeiten und höheren Investitionskosten führen. Umfangreiche Baumaßnahmen im öffentlichen und privaten Raum beeinträchtigen ebenso die Akzeptanz in der Bevölkerung und stellen damit einen zusätzlichen Rahmenparameter für die Maßnahmenumsetzung dar. Um den Kabelbedarf in der NS auf ein Minimum zu reduzieren, ist bis zum Zieljahr 2045 ein entsprechender Anteil an regelbaren Ortsnetztransformatoren im Ausbaubedarf berücksichtigt.

Der insgesamt resultierende Ausbaubedarf für MS-Leitungen, NS-Leitungen und ONS sowie die jeweils geschätzten Kosten sind für die betrachteten Prognosezeiträume in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung MS bis NS

Zeitraum	Maßnahme	geschätzte Menge	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	NE 5: MS-Leitungen	690 km	158,0 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS	641 Tr	117,5 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	685 km	106,0 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	NE 5: MS-Leitungen	653 km	130,0 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS	810 Tr	163,5 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	645 km	110,0 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	NE 5: MS-Leitungen	1.127 km	200,0 Mio. Euro
	NE 6: MS/NS	1398 Tr	331,0 Mio. Euro
	NE 7: NS-Leitungen	1.113 km	220,0 Mio. Euro

Neubau mit Erhöhung der Übertragungskapazität, Netzoptimierung und -verstärkung, Tr = Transformator

4 Nicht-netzdimensionierender Netzausbaubedarf

Im Rahmen der Netzausbauplanung werden neben den netzdimensionierenden Maßnahmen auch erforderliche Ersatzmaßnahmen sowie Rückbau- und gegebenenfalls Altlastenentsorgungsmaßnahmen berücksichtigt und ausgewiesen. Ein reiner Ersatzneubau im Sinne eines 1:1-Ersatzes ohne Anpassung der Übertragungs- bzw. Versorgungskapazität ist bei der TEN allerdings nur in wenigen Fällen vorgesehen. Ersatzmaßnahmen, die unabhängig von der eigentlichen Netzdimensionierung erforderlich werden, können beispielsweise im Zusammenhang mit der altersbedingten Erneuerung von Betriebsmitteln oder Anlagen anfallen. Ebenso können Rückbau- und Altlastenentsorgungsmaßnahmen im Zuge der Stilllegung bzw. Außerbetriebnahme von Betriebsmitteln oder Anlagen erforderlich werden. Die hierfür erwarteten Aufwendungen werden separat ermittelt und im Rahmen der Netzausbauplanung in Tabelle 5 ausgewiesen. Diese Aufwendungen sind aufgrund der hohen Komplexität und der engen Verknüpfung mit den netzdimensionierenden Maßnahmen nur schwer eindeutig zu ermitteln. Die ausgewiesenen Aufwendungen basieren auf der aktuellen Prognose. Sollten sich die Prognose und die daraus resultierenden Anforderungen an das Netz ändern, können ursprünglich nicht-netzdimensionierende Ersatzmaßnahmen künftig entsprechend neu zugeordnet werden.

Tabelle 5: Nicht-netzdimensionierende Ausbauplanung

Zeitraum	erwarteter Ausbaubedarf
2025 bis 2030 (T+5)	55,1 Mio. Euro
2031 bis 2035 (T+10)	328,0 Mio. Euro
2036 bis 2045 (Zielnetz)	179,0 Mio. Euro

5 Bedarf an System- und Flexibilitätsdienstleistungen

5.1 Frequenzunabhängige Systemdienstleistungen

Im Rahmen der Effizienzprüfung gemäß § 12h EnWG kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass eine marktgestützte Beschaffung der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen „Dienstleistung zur Spannungsregelung" und „Schwarzstartfähigkeit" wirtschaftlich effizient ist. Die VNB sind jedoch durch eine erteilte Ausnahme der BNetzA (BK6-21-360) von der Verpflichtung zur marktgestützten Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit ausgenommen. Darüber hinaus wird im Rahmen des Festlegungsverfahrens BK6-23-072 die Dienstleistung zur Spannungsregelung nur unter dem Aspekt der Blindleistung betrachtet. Die Ermittlung des Bedarfs an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen sowie dessen geplante Deckung konzentriert sich daher auf die Blindleistung, wobei die marktlich zu beschaffende Blindleistung im Mittelpunkt steht.

Zur Ermittlung des Blindleistungsbedarf nach § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 6 EnWG wird zunächst der aktuelle Bedarf des TEN-Netzes analysiert. Darauf aufbauend erfolgt eine Abschätzung der zukünftigen Bedarfe. Folgende Aspekte werden dabei berücksichtigt:

- Zusätzliche Ladeleistung durch zusätzliche Leitungslängen im HS- und MS-Netz
- Zusätzlicher Blindleistungsbedarf durch neue HS/MS-Transformatoren
- Zusätzlicher Blindleistungsbedarf durch höhere Auslastung der Netzelemente
- Nachgelagerte Verteilnetzbetreiber sind zwar prinzipiell verpflichtet, ihren Blindleistungsbedarf ebenfalls selbst zu decken, werden dazu aber regelmäßig auf Anbieter außerhalb des eigenen Netzes zurückgreifen müssen. Im Rahmen des NAP wird deshalb keine Differenzierung vorgenommen.

Als Gesamtbedarf ergeben sich die in Tabelle 6 aufgeführten Werte.

Tabelle 6: Gesamtblindleistungsbedarf

Angaben in Mvar	2025	2030	2035	2045
spannungserhöhender (kapazitiver) Blindleistungsbedarf	600	900	1.200	1.750

Der spannungssenkende (induktive) Blindleistungsbedarf ist dabei sehr stark von der konkret auftretenden Auslastung der Netzelemente abhängig und wird deshalb hier nicht ausgewiesen.

Zur Deckung des jeweils prognostizierten Blindleistungsbedarfs werden verschiedene Optionen in Abhängigkeit der Einspeisesituation betrachtet. Dabei wird angenommen, dass Erzeugungsanlagen Blindleistung entsprechend der in den TAR (VDE AR N 4105, VDE AR N 4110 und VDE AR N 4120) vorgegebenen Blindleistungsstellbereiche unentgeltlich bereitstellen, die vom jeweiligen VNB bedarfsgerecht eingesetzt werden kann. Für die übrigbleibenden Bedarfe wird angenommen, dass diese teilweise durch die Errichtung eigener Blindleistungs-Kompensationsanlagen (Vollintegrierte Netzkomponente) und durch die Nutzung der Blindleistungspotenziale des Marktes (STATCOM-Betrieb von EE-Anlagen, Speichern, Umrichter-Anlagen, Phasenschieberbetrieb von PSW, HKW, …) gedeckt werden.

5.2 Flexibilitätsdienstleistungen, Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen

Um bestehende oder prognostizierte Engpässe im Verteilnetz durch den Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen wirksam zu vermeiden bzw. zu reduzieren und dadurch gegebenenfalls einen konventionellen Netzausbau zu vermeiden, müssen geeignete Flexibilitätsressourcen räumlich und technisch gezielt verfügbar sein. Für eine netzentlastende Wirkung ist insbesondere die Lage der Flexibilitätsressource relativ zum Engpass maßgeblich. Die verfügbare Flexibilität muss sowohl hinsichtlich der abrufbaren Leistung als auch hinsichtlich der verfügbaren Energiemenge ausreichend dimensioniert sein. Für eine wirksame netzplanerische Berücksichtigung von Flexibilitätsdienstleistungen ist damit nicht allein die installierte Leistung einer Flexibilitätsoption entscheidend. Vielmehr müssen auch deren zeitliche Verfügbarkeit, Aktivierungsdauer und energetische Kapazität berücksichtigt werden. Nur unter diesen Voraussetzungen kann Flexibilität einen verlässlich planbaren Beitrag zur Beherrschung von Netzengpässen leisten. Hinsichtlich der zukünftigen Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber ist derzeit nicht absehbar, ob und zu welchem Zeitpunkt sich hierfür ein dauerhaft funktionsfähiger, liquider und ausreichend verfügbarer Markt etablieren wird. Neben der technischen Verfügbarkeit ist somit insbesondere die zukünftige marktliche und regulatorische Ausgestaltung von Flexibilitätsmechanismen mit Unsicherheiten behaftet. Darüber hinaus ist das Selbstverständnis der TEN als Infrastrukturdienstleister zu berücksichtigen. Den an das Stromnetz angeschlossenen Kunden soll grundsätzlich ermöglicht werden, ihre wirtschaftliche Tätigkeit unabhängig von bestehenden oder potenziellen Netzengpässen auszuüben. Eine dauerhafte Abhängigkeit der Netznutzer von einer erfolgreichen Aktivierung marktbasierter Flexibilitätsoptionen zur Sicherstellung der Netzverträglichkeit soll daher nicht als planerische Voraussetzung angesetzt werden. In diesem Zusammenhang ist auch der Beschluss BK6-22-300 der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu verstehen. Danach sind bei einem wiederholten Einsatz von Nachfragesteuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG die zugrunde liegenden Engpässe in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen und geeignete Abhilfemaßnahmen zu ergreifen. Für die Netzberechnungen wird daher angesetzt, dass die TEN in den jeweiligen Prognosejahren grundsätzlich ein engpassfreies Netz ohne eine planmäßige Inanspruchnahme

von Flexibilitätsdienstleistungen Dritter betreibt. Der erforderliche Netzausbaubedarf wird damit unabhängig von der zukünftigen Verfügbarkeit und Verlässlichkeit externer Flexibilitätsressourcen bestimmt. Flexibilitätsdienstleistungen werden somit nicht als primäres Instrument zur Vermeidung des in den Netzberechnungen ermittelten Netzausbaubedarfs angesetzt. Für grundsätzlich flexibel und marktorientiert einsetzbare Technologien, beispielsweise KWK-Anlagen in Verbindung mit Wärmespeichern, Elektrokesseln oder Batteriespeichern, wird gleichzeitig angenommen, dass diese erst nach dem Prognosejahr 2035 in den für die Netzauslegung maßgeblichen Betriebs- und Schaltzuständen keine zusätzliche netzbelastende Wirkung entfalten. Diese Annahme beruht ausdrücklich nicht auf einer netzbetreiberseitigen Vorgabe oder einer gezielten Anforderung zur netzdienlichen Betriebsweise. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass die Wahrscheinlichkeit eines zeitlichen Zusammentreffens eines auslegungsrelevanten Lastfalls, eines auslegungsrelevanten Schaltzustands und einer gleichzeitig ungünstigen, ausschließlich marktgetriebenen Einsatzweise einer grundsätzlich flexiblen Technologie sehr gering ist. Die genannten Technologien werden daher in den auslegungsrelevanten Netzberechnungen nicht mit einem zusätzlichen ungünstigen Flexibilitätsfall beaufschlagt. Das Stromnetz muss folglich nicht für die Kombination eines auslegungsrelevanten Last- und Schaltzustands mit einer gleichzeitig ungünstigen marktorientierten Betriebsweise dieser Flexibilitätsoptionen ausgelegt werden. Dadurch wird eine technisch konsistente Abgrenzung zwischen dem für die Netzdimensionierung maßgeblichen Worst-Case-Szenario und möglichen, jedoch statistisch wenig wahrscheinlichen Betriebszuständen flexibler, marktbasierter Technologien vorgenommen.

6 Forschungs- und Pilotprojekte

Die TEN ist in zahlreichen Forschungs- und Pilotvorhaben involviert. Im Zusammenhang mit dem Netzausbau stehende Projekte sind hier exemplarisch aufgeführt und kurz erläutert:

GFI-Pilot: Im Zuge des kontinuierlichen Entfalls rotierender Massen und eines zunehmend leistungselektronisch geprägten Erzeugerparks wird die zukünftige Bereitstellung von Momentanreserve aus netzbildenden Wechselrichtern essenziell. Im Forschungsprojekt GFI-Pilot (Grid-Forming-Inverter) wird hierzu ein Beitrag zur Systemstabilität untersucht. Mehrere Batteriespeichersysteme mit netzbildenden Wechselrichtern werden im Stromnetz eingesetzt, um deren netzbildende Eigenschaften, Systemdienstleistungen sowie netzdynamische Wechselwirkungen zu analysieren. Untersucht werden die Betriebsarten Normalbetrieb (Verbundnetzbetrieb), Inselnetzbetrieb und Netzwiederaufbau sowohl in einer Simulationsumgebung als auch im realen Stromnetz.

NetzBaSys: Das Forschungsprojekt NetzBaSys (Netzorientierte Integration von Batteriespeichersystemen in das Elektrizitätsversorgungssystem) untersucht die netzverträgliche und wirtschaftliche Integration von Batteriespeichern. Im Fokus stehen einheitliche Kriterien für Netzdienlichkeit, Netzverträglichkeit und Netzschädlichkeit sowie geeignete Steuerungs-, Anreiz- und Anschlussmechanismen, darunter die Ausarbeitung technischer Richtlinien und Konzepte.

Kooperationsforen zu Netzanschluss und Netzintegration: In den Kooperationsforen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) entwickeln über 100 Partner aus Energiewirtschaft und Industrie praxisnahe Lösungen für den Netzanschluss und die Netzintegration neuer Anwendungen. Themenschwerpunkte sind Großbatteriespeicher, Industrie und Logistik, Rechenzentren sowie Elektrolyse. Im Fokus stehen effiziente Anschlussprozesse, FCAs, Netzentgelte und netzorientierte Betriebsstrategien.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs): FCAs ermöglichen eine netzabhängige Steuerung von Einspeisung und Verbrauch. Dadurch können Netzengpässe reduziert, Betriebsmittel effizienter ausgelastet und Netzausbau teilweise vermieden oder verringert werden. FCAs beeinflussen Lastflüsse, Spannungsprofile und den Einsatz lokaler Flexibilitäten. Voraussetzung für ihre Berücksichtigung in der Netzplanung sind angepasste Netzmodelle, Sensitivitätsanalysen sowie ein zuverlässiges Monitoring und eine präzise Erfassung des Netzzustands. Forschungsprojekte und Kooperationsformate schaffen dafür technische, wirtschaftliche und regulatorische Grundlagen.

7 Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Verteilnetzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 14d Abs. 4 Satz 1 Nr. 7 EnWG berechtigt, ihr Netz im Rahmen der Netzplanung so zu dimensionieren, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung unmittelbar an das Netz angeschlossener Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen um bis zu 3 % reduziert werden darf. Die sogenannte Spitzenkappung ermöglicht es damit, bei der Dimensionierung des Verteilnetzes einen begrenzten Anteil der maximal zu erwartenden Einspeisung nicht netzplanerisch zu berücksichtigen. Im Rahmen des NAP2026 der TEN wird von dieser Möglichkeit jedoch kein zusätzlicher planerischer Nutzen erwartet. Bei der netzplanerischen Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten der Erzeugungsanlagen wird bereits berücksichtigt, dass die maximal mögliche Einspeiseleistung mehrerer Anlagen nicht notwendigerweise gleichzeitig auftritt. Durch diese zeitliche und räumliche Überlagerung der Einspeiseleistungen wird die für die Netzauslegung maßgebliche Spitzenbelastung bereits entsprechend reduziert. Das zusätzlich durch die Spitzenkappung erschließbare planerische Potenzial ist unter diesen Randbedingungen daher vernachlässigbar. Für die Netzberechnungen des NAP2026 wird die Spitzenkappung folglich nicht als zusätzliches Planungsinstrument angesetzt. Die Dimensionierung des Netzes erfolgt vielmehr auf Grundlage der prognostizierten Erzeugungsleistungen unter Berücksichtigung der angesetzten Gleichzeitigkeiten der Erzeugungsanlagen. Das gesetzlich zulässige Potenzial einer Reduzierung der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung um bis zu 3 % wird somit bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs nicht in Anspruch genommen.

8 Fazit

Der Netzausbauplan 2026 verdeutlicht den erheblichen und langfristig anhaltenden Ausbau- und Investitionsbedarf im Stromverteilnetz der TEN über sämtliche Netzebenen hinweg. Haupttreiber sind steigende Verbrauchslasten sowie die fortschreitende Dekarbonisierung und Elektrifizierung von Wärmeversorgung, Verkehr und Industrie. Insbesondere Wärmepumpen, Elektromobilität, elektrische Herstellungsprozesse und neue industrielle und gewerbliche Großverbraucher erhöhen den Leistungsbedarf. Ergänzend beeinflussen der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, sowie die Integration von Batteriespeichern die regionalen Leistungsflüsse und den erforderlichen Netzausbau. Trotz teilweise veränderter Entwicklungen in einzelnen Verbrauchssektoren bleibt ein wesentlicher Teil der geplanten Ausbaumaßnahmen erforderlich.

Der im NAP2026 ausgewiesene Gesamtbedarf bis 2045 umfasst den Ausbau und die Verstärkung von Leitungen auf sämtlichen Netzebenen, sowie zusätzliche Transformatoren und Umspannwerke zur Erhöhung der verfügbaren Umspannkapazitäten. Zusammenfassend ergeben sich folgende Größenordnungen: Für die Niederspannung sind Leitungsausbaumaßnahmen von insgesamt 2.442 km, für die Mittelspannung 2.497 km und für die Hochspannung 1.700 km vorgesehen. Hinzu kommen neue bzw. zu ersetzende Transformatoren zur Erhöhung der Umspannkapazität um ca. 2.200 MVA in der Umspannebene MS/NS, 8.400 MVA in der Umspannebene HS/MS und 12.000 MVA in der Umspannebene HöS/HS. Der gesamte Investitionsbedarf für die bis 2045 geplanten Maßnahmen beläuft sich auf rund 6.379 Mio. Euro. Auf den Zeitraum t +5 entfallen voraussichtlich 957 Mio. Euro und auf den Zeitraum t +10 voraussichtlich 2.702 Mio. Euro für die jeweils vorgesehenen Maßnahmen. Aktuell beläuft sich die Gesamtlänge des Stromnetzes der TEN auf 33.712 km, wovon 2.918 km auf die Hochspannung, 12.798 km auf die Mittelspannung und 17.996 km auf die Niederspannung entfallen. Diese Kennzahlen verdeutlichen den Umfang der erforderlichen technischen und finanziellen Ressourcen und bilden eine wesentliche Grundlage für die langfristige Ausbau- und Ressourcenplanung der TEN.

Die bis zum Jahr 2030 notwendigen Netzausbaumaßnahmen basieren auf konkreten Leistungsanfragen und werden daher prioritär umgesetzt. Für den Zeitraum bis 2035 werden realistische Annahmen zur Entwicklung der Versorgungsaufgaben und der daraus resultierenden Ausbaubedarfe zugrunde gelegt. Bis 2045 ist hingegen trotz dezidierter Prognosen nicht von einer vollständigen Umsetzung aller identifizierten Maßnahmen auszugehen. Die Vielzahl notwendiger Leitungsbau- und Umspannwerksmaßnahmen, begrenzte personelle und materielle Ressourcen, knappe Dienstleisterkapazitäten sowie langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren stellen wesentliche Herausforderungen dar. Daher sind beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren, verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen und eine angemessene Refinanzierung der erforderlichen

Investitionen notwendig, um den Netzausbau wirtschaftlich und möglichst zeitgerecht realisieren zu können.

Der vorliegende NAP erfüllt die gesetzlich vorgeschriebene Planungsaufgabe gemäß § 14d EnWG und stellt eine langfristige Zielnetzplanung zum Erreichen der Klimaneutralität dar. Der konkrete resultierende Ausbau richtet sich jedoch nach der tatsächlichen Entwicklung der Versorgungsaufgaben und den konkreten regionalen Bedarfen. Maßgeblich sind insbesondere Umfang und regionale Verteilung von Anschlussanfragen, zusätzliche Lasten und Erzeugungsanlagen sowie festgestellte Netzengpässe. Zwingende Voraussetzung für einen abgestimmten, bedarfsgerechten und kostenoptimalen Ausbau ist zudem eine enge und verbindliche Verzahnung der Planungsprozesse von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, damit regionale Entwicklungen und konkrete Netzanschlussbedarfe frühzeitig in die übergeordnete Netzentwicklungsplanung einfließen können.

9 Veröffentlichung und Stellungnahmen

Der Netzausbauplan 2026 wird gemäß den geltenden Vorgaben veröffentlicht und den relevanten Markt- und Netznutzern sowie weiteren interessierten Akteuren zugänglich gemacht. Die Veröffentlichung erfolgt über vnbdigital.de. Stellungnahmen zum Netzausbauplan können auf vnbdigital.de innerhalb des hierfür vorgesehenen Zeitraums vom 31.10.2026 bis zum 30.11.2026 eingereicht werden. Eingegangene Stellungnahmen werden geprüft und, soweit sie für die Netzausbauplanung relevant sind, bei der weiteren Bearbeitung und Fortschreibung berücksichtigt.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Regionalszenario 2025 der Planungsregion Ost 9
Tabelle 2: Aktuelle Versorgungsaufgabe 19
Tabelle 3: Netzdimensionierende Ausbauplanung HöS/HS, HS und HS/MS 25
Tabelle 4: Netzdimensionierende Ausbauplanung MS bis NS 27
Tabelle 5: Nicht-netzdimensionierende Ausbauplanung 28
Tabelle 6: Gesamtblindleistungsbedarf 29

Anhang

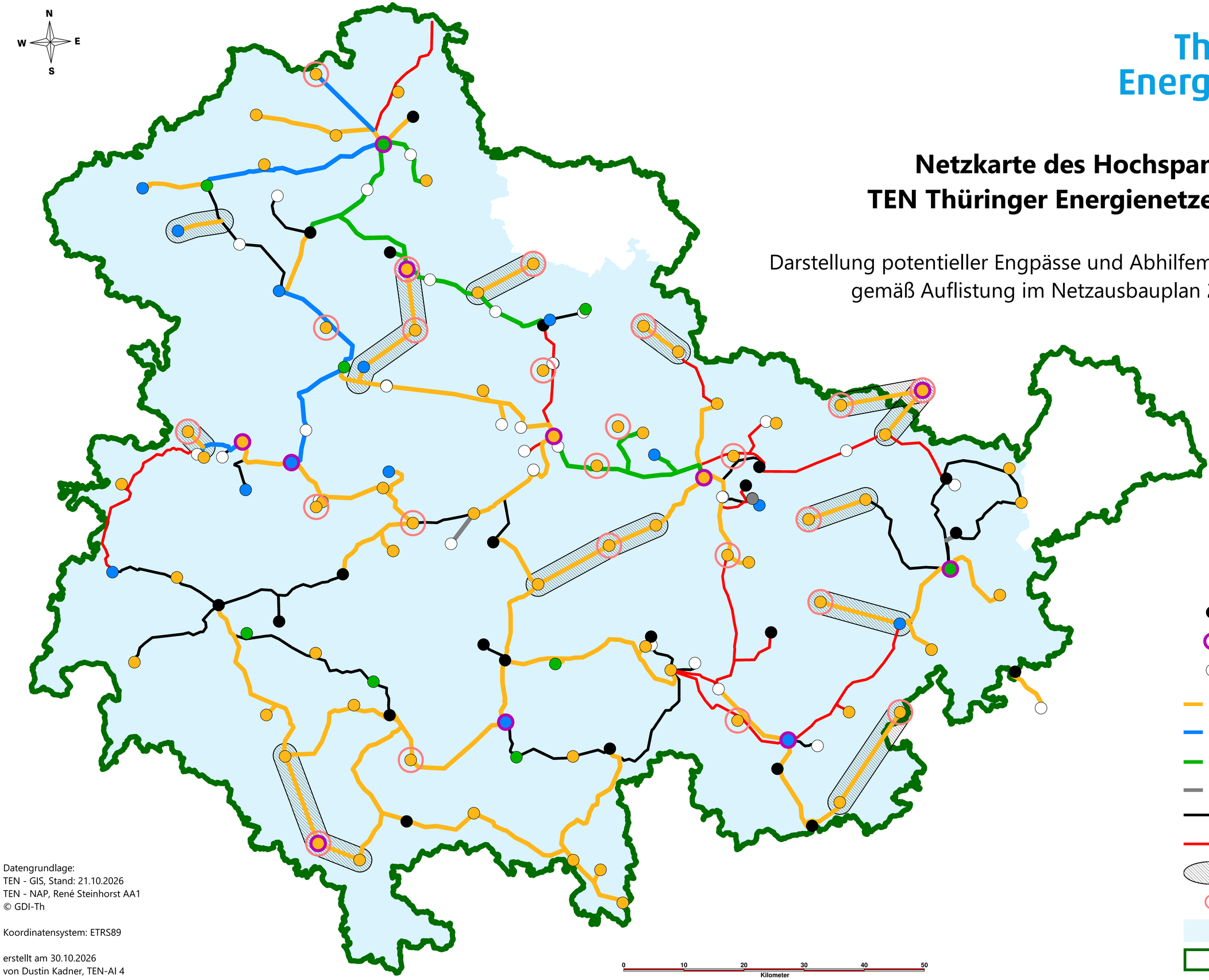
Netzkarten

Maßnahmenliste

Thüringer Energienetze

Netzkarte des Hochspannungsnetzes der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Darstellung potentieller Engpässe und Abhilfemaßnahmen im HS-Netz
gemäß Auflistung im Netzausbauplan 2026 bis zum Jahr 2035



Legende

- HS/MS-UW
- HöS/HS-UW
- UW fremde Rechtsträger
- vorgesehene Maßnahme
- konkrete Planung
- im Bau
- abgeschlossen
- HS-Netz kein Engpass
- HS-Netz potentieller Engpass
- HS-Netz Suchraum
- UW Suchraum
- Versorgungsgebiet TEN
- Landesgrenze Thüringen

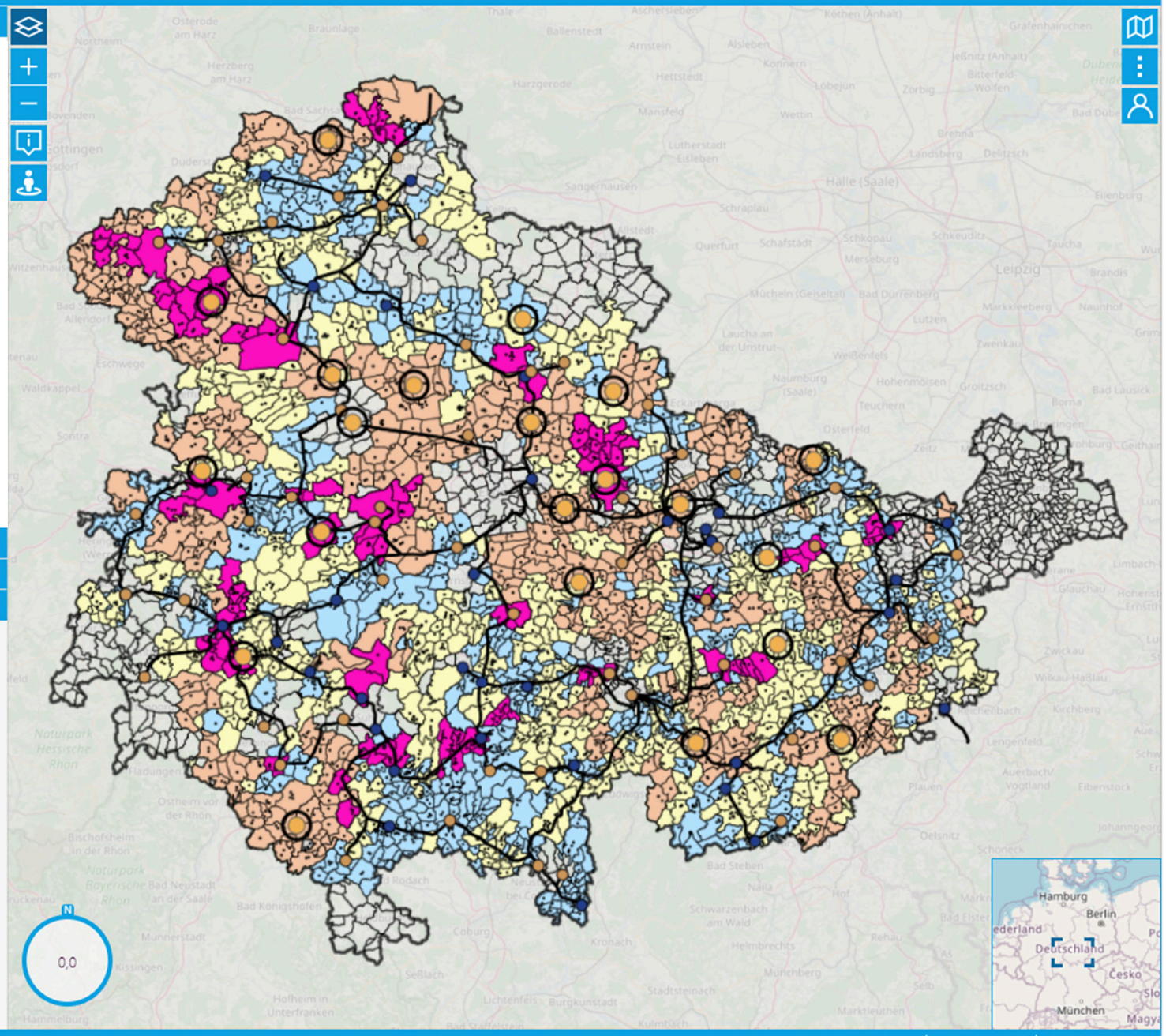
Datengrundlage:
TEN - GIS, Stand: 21.10.2026
TEN - NAP, René Steinhorst AA1
© GDI-Th

Koordinatensystem: ETRS89

erstellt am 30.10.2026
von Dustin Kadner, TEN-AI 4

Thüringer Energienetze

Netzausbauplan für 2035 (Karte, schematisch) MS und NS



*Mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität

Maßnahmenliste TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG für den Netzausbauplan 2026

Lizenz:
Soweit nicht bei einzelnen Bestandteilen anders angegeben, ist dieses Werk unter der Creative-Commons-Lizenz ‚Namensnennung – Keine Bearbeitungen 4.0 International' (CC BY-ND 4.0) lizenziert. Das Werk darf für beliebige Zwecke und in jedem Medium oder Format vervielfältigt und weitergegeben werden, sofern der Lizenzgeber genannt und auf die Lizenz hingewiesen wird. Bearbeitete Fassungen dürfen nicht weitergegeben oder veröffentlicht werden. Technische Änderungen, die lediglich zur Nutzung in anderen Medien oder Formaten erforderlich sind, bleiben zulässig.
Lizenzlink:
https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.de
Zitierempfehlung:
„Netzausbauplan 2026 – Maßnahmenliste TEN Thüringer Energienetze", Werk des veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (Stand Oktober 2026), lizenziert unter CC BY -ND 4.0.

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
17	HS/MS-Umspannwerk Gotha Gleichenstraße	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	11/2028	konkrete Planung	nicht relevant
22	110-kV-Leitung Langensalza - Ebenheim	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	480	12/2029	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
56	110-kV-Leitung Wolkramshausen - Bernterode - Leinefelde	Netzoptimierung und -verstärkung	120	12/2028	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
57	HöS/HS/MS-Umspannwerk Ebenheim	Neubau	600	09/2035	konkrete Planung	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
58	110-kV-Leitung Wolkramshausen - Menteroda	Netzoptimierung und -verstärkung	220	10/2027	konkrete Planung	Erweiterung der 110-kV-Leitung Ebeleben-Menteroda
59	110-kV-Leitung Großschwabhausen - Vieselbach	Netzoptimierung und -verstärkung	120	12/2028	im Bau	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend), Vorbereitung für Maßnahme Nr. 119
61	HöS/HS-Umspannwerk Großschwabhausen	Netzoptimierung und -verstärkung	400	08/2036	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
62	110-kV-Leitung Mühlhausen - Langensalza	Netzoptimierung und -verstärkung	120	07/2027	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
65	Ersetzt und zusammengeführt mit Maßnahme lfd. Nr.: 105					
84	110-kV-Leitung Mühlhausen - Leinefelde - ersetzt durch Maßnahme Nr. 143				weggefallene Maßnahme	
85	Ersetzt durch lfd. Nr. 133					
87	110-kV-Leitung Hildburghausen-Simmershausen-Suhl	Netzoptimierung und -verstärkung	120	12/2029	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
88	110-kV-Leitung Hildburghausen - Eisfeld - Mürschnitz	Netzoptimierung und -verstärkung	120	12/2028	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
89	110-kV-Leitung Mürschnitz - Taubenbach	Netzoptimierung und -verstärkung	180	12/2030	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
90	HöS/HS-Umspannwerk im Suchraum Eisenberg/Zeitz	Neubau	800	08/2037	vorgesehene Maßnahme	Verstärkung der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
91	110-kV-Anschlussleitung zum HöS/HS-UW Suchraum Eisenberg/Zeitz	Neubau	962	08/2037	vorgesehene Maßnahme	110-kV-Leitungsneubau Großschwabhausen - Weida
92	110-kV-Anschlussleitung zum HS/MS-UW Wachsenburg	Neubau	320	06/2026	abgeschlossen	nicht relevant
103	HöS/HS/MS-Umspannwerk Weida	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	200	12/2027	im Bau	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
104	HS/MS-Umspannwerk Küllstedt	Neubau	126	05/2029	konkrete Planung	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
105	HöS/HS/MS-Umspannwerk Wolkramshausen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	560	03/2032	im Bau	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
107	110-kV-Leitung Großschwabhausen - Apolda	Netzoptimierung und -verstärkung	76	12/2028	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
109	110-kV-Leitung Eisenach - Eisenach West	Netzoptimierung und -verstärkung	110	12/2027	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
110	110-kV-Leitung Altenfeld - Suhl	Netzoptimierung und -verstärkung	200	12/2031	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
111	110-kV-Leitung Vieselbach - Gispersleben - Walschleben	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	405	12/2033	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
112	HöS/HS-Umspannwerk im Suchraum Großenehrich	Neubau	1200	05/2040	vorgesehene Maßnahme	Verstärkung der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
115	HS/MS-Umspannwerk Niederschmalkalden	Neubau	126	04/2027	im Bau	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
118	110-kV-Leitung UW Erfurt Ost und UW Erfurt Iderhoff - Doppeleinschleifung	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
119	110-kV-Leitung Vieselbach-Erfurt/Hochstedt-Weimar/Nord-Weimar/Süd-Großschwabhausen	Netzoptimierung und -verstärkung	276	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
120	110-kV-Leitung Walschleben - Langensalza_Süd - Langensalza	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	210	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
123	HS/MS-Umspannwerk Kölleda ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 340					

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
124	110-kV-Leitung Olbersleben-Buttstädt	Neubau	650	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung Umspannwerk Großschwabhausen und 110-kV-Leitungsbau Großschwabhausen-Apolda-Buttstädt
125	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Kottendorf	Neubau	126	12/2041	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
126	HS/MS-Umspannwerk Blankenhain ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 324				weggefallene Maßnahme	
129	110-kV-Leitung Großschwabhausen-Blankenhain	Netzoptimierung und -verstärkung	240	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
130	110-kV-Leitung Wolkramshausen-Sondershausen-Wolkramshausen/Süd	Netzoptimierung und -verstärkung	90	12/2027	im Bau	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
131	110-kV-Leitung Wolkramshausen-Neuhof	Netzoptimierung und -verstärkung	220	12/2031	konkrete Planung	wirtschaftlich und zeitlich alternativlos
132	110-kV-Leitung Wolkramshausen-Nordhausen	Netzoptimierung und -verstärkung	238	12/2034	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
133	110-kV-Leitung Wolkramshausen-Bleicherode-Bischofferode	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	590	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
136	HS/MS-Umspannwerk Bernterode	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	189	03/2033	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
137	110-kV-Leitung nach UW Bernterode - Doppeleinschleifung	Neubau	0	12/2033	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich)
139	110-kV-Leitung Leinefelde-Heiligenstadt	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	460	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
141	110-kV-Leitung Menteroda-Mühlhausen	Netzoptimierung und -verstärkung	82	12/2031	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
142	110-kV-Leitung Langensalza - Mühlhausen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	237	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
143	110-kV-Leitung Mühlhausen-Breitenbich-Küllstedt-Leinefelde	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	460	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
144	110-kV-Leitung Wolkramshausen-Menteroda-Großenehrich-Großenehrich Wind-Greußen	Netzoptimierung und -verstärkung	405	12/2028	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
146	110-kV-Leitung Greußen-Schilfa-Sömmerda	Netzoptimierung und -verstärkung	240	12/2027	im Bau	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
148	110-kV-Leitung Großenehrich-Bad Tennstedt-Dachwig-Vieselbach - da keine Nachnutzung möglich --> ersetzt durch Nr. 298				weggefallene Maßnahme	
149	110-kV-Leitung nach UW Langensalza/Süd - Doppeleinschleifung	Neubau	0	12/2031	konkrete Planung	
150	110-kV-Leitung Großschwabhausen-Zimmern-Dornburg-Rauschwitz-Eisenberg	Netzoptimierung und -verstärkung	240	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
152	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Langenbuch/Mühltroff	Neubau	126	01/2038	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
154	HS-MS-Umspannwerk Frössen ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 313				weggefallene Maßnahme	
156	110-kV-Leitung Pahren-Zeulenroda-Auma-Weida - ersetzt und zusammengeführt durch Nr. 178				weggefallene Maßnahme	
157	110-kV-Leitung Pößneck-Jena/Hardenbergweg -Jena/Süd				weggefallene Maßnahme	
165	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Stadtroda	Neubau	126	04/2043	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
166	HS/MS-Umspannwerk Hermsdorf ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 323				weggefallene Maßnahme	
167	110-kV-Leitung Hermsdorf-Stadtroda	Neubau	650	12/2037	vorgesehene Maßnahme	

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
168	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Neustadt an der Orla	Neubau	126	10/2044	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
172	110-kV-Leitung Saalfeld-Schwarza Papierfabrik-Rudolstadt	Netzoptimierung und -verstärkung	75	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
174	110-kV-Leitung Weida-Gera Oberröppisch	Netzoptimierung und -verstärkung	120	12/2027	abgeschlossen	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
175	110-kV-Leitung Weida-Gera/Oberröppisch-Beerwalde				weggefallene Maßnahme	
176	110-kV-Leitung Weida-Berga	Netzoptimierung und -verstärkung	50	12/2033	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
177	HS/MS-Umspannwerk Auma	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	10/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
178	110-kV-Leitung Weida-Auma-Zeulenroda	Netzoptimierung und -verstärkung	64	12/2033	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
179	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Schkölen/Hainichen	Neubau	126	04/2038	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
180	110-kV-Leitung Eisenberg/Zeitz-Schkölen	Neubau	650	12/2037	vorgesehene Maßnahme	
181	Ersetzt durch lfd. Nr. 278					
182	110-kV-Leitung Remptendorf-Hohenwarte	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	240	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
185	110-kV-Leitung Herlasgrün-Greiz	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	510	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
186	110-kV-Leitung Eisenach/West-Eisenach/Automobilwerk-Herda	Netzoptimierung und -verstärkung	240	12/2033	vorgesehene Maßnahme	gesamter Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
190	110-kV-Leitung Eisenach-(Krauthausen)-Eisenach/West	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	460	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiter-seil (nicht ausreichend)
192	HS/MS-Umspannwerk Farnroda - ersetzt und zusammen geführt mit Nr. 193				weggefallene Maßnahme	

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
194	HöS/HS-Umspannwerk im Suchraum Creuzburg - ersetzt durch Maßnahme Nr. 350				weggefallene Maßnahme	
197	110-kV-Leitung Arnstadt-Stadtilm-Langewiesen	Netzoptimierung und -verstärkung	240	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
198	HS/MS-Umspannwerk Waltershausen - ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 346				weggefallene Maßnahme	
199	110-kV-Leitung Ebenheim-Waltershausen - parallel zur Bestandsleitung	Neubau	650	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Hochtemperaturleiter-seil (nicht ausreichend)
200	110-kV-Leitung Eisenach-Farnroda - ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 193				weggefallene Maßnahme	
201	110-kV-Leitung Eisenach-Ebenheim	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2030	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
202	HS-Schaltknoten im Suchraum Mühlberg	Neubau	178	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
203	110-kV-Leitung Mühlberg-Ohrdruf	Neubau	650	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend) Doppeleinschleifung Ohrdruf (nicht wirtschaftlich)
204	110-kV-Leitung Thörey-Mühlberg				weggefallene Maßnahme	
205	110-kV-Leitung Mühlberg-Gotha	Netzoptimierung und -verstärkung	84	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
207	110-kV-Leitung Mürschnitz-Eisfeld-Hildburghausen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	468	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
210	110-kV-Leitung Altenfeld-Langewiesen	Neubau	650	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau als Freileitung (nicht möglich aufgrund Parallelführung zur HöS-Leitung auf einem Mast)
211	Ersetzt durch lfd. Nr. 279, 283					
212	110-kV-Leitung Römhild-Grimmenthal	Neubau	650	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen im Gebiet von Grimmenthal - Suhl - Hildburghausen - Eisfeld - (Schalkau)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
						(nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
213	HS/MS-Umspannwerk Grimmenthal	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
214	HS/MS-Umspannwerk Simmershausen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	11/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
215	110-kV-Leitung Römhild-Simmershausen	Neubau	650	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen im Gebiet von Grimmenthal - Suhl - Hildburghausen - Eisfeld - (Schalkau) (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
216	110-kV-Leitung Einschleifung Simmershausen	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen im Gebiet von Grimmenthal - Suhl - Hildburghausen - Eisfeld - (Schalkau) (nicht wirtschaftlich)
217	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Klettenberg	Neubau	126	03/2036	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
218	HöS/HS-EE-UW im Suchraum Greußen	Neubau	300	07/2035	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
219	HS/MS-Umspannwerk Langensalza/Süd	Neubau	126	09/2032	konkrete Planung	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
220	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Altengottern	Neubau	126	03/2037	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
221	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Bad Tennstedt	Neubau	126	01/2038	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
222	HöS/HS/MS-Umspannwerk Eisenach	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	300	04/2036	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
223	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Großrudestedt	Neubau	126	03/2037	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
224	HS/MS-Umspannwerk Jena/Süd				weggefallene Maßnahme	
225	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Kindelbrück	Neubau	126	01/2039	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
226	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Isseroda (ehemals: Troistedt)	Neubau	126	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
227	HöS/HS/MS-Umspannwerk Vieselbach	Netzoptimierung und -verstärkung	0	07/2035	vorgesehene Maßnahme	Neubau des UW (nicht wirtschaftlich)
228	HS/MS-Umspannwerk Zella/Rhön	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	46	07/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
230	HS/MS-Umspannwerk Apolda	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2030	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
231	HS/MS-Umspannwerk Beerwalde	Netzoptimierung und -verstärkung	63	06/2032	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
232	HS/MS-Umspannwerk Blankenhain	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2033	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
233	HS/MS-Umspannwerk Bleicherode	Netzoptimierung und -verstärkung	63	06/2032	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
234	HS/MS-Umspannwerk Buttstädt	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	109	11/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
236	HS/MS-Umspannwerk Ebenheim	Netzoptimierung und -verstärkung	63	03/2028	konkrete Planung	nicht relevant
237	HS/MS-Umspannwerk Eisenach	Netzoptimierung und -verstärkung	86	12/2029	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
238	HS/MS-Umspannwerk Eisenberg	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2035	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
239	HS/MS-Umspannwerk Frössen	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2035	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
240	HS/MS-Umspannwerk Gotha	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2033	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
241	HS/MS-Umspannwerk Greußen	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2033	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
242	HS/MS-Umspannwerk Heiligenstadt	Netzoptimierung und -verstärkung	63	12/2030	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
243	HS/MS-Umspannwerk Hermsdorf	Netzoptimierung und -verstärkung	63	09/2034	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
244	HS/MS-Umspannwerk Kahla	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	11/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
245	HS/MS-Umspannwerk Katzhütte	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	10/2032	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
246	HS/MS-Umspannwerk Köppelsdorf	Netzoptimierung und -verstärkung	38	10/2027	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)
247	HS/MS-Umspannwerk Langensalza	Netzoptimierung und -verstärkung	86	12/2029	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)
248	HS/MS-Umspannwerk Martinroda	Netzoptimierung und -verstärkung	63	03/2029	konkrete Planung	nicht relevant
249	HS/MS-Umspannwerk Mühlhausen	Netzoptimierung und -verstärkung	26	12/2029	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)
250	HS/MS-Umspannwerk Neuhaus/Rennweg	Netzoptimierung und -verstärkung	30	12/2028	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW um ein weiteres Feld und einen weiteren Transformator (nicht wirtschaftlich)
251	HS/MS-Umspannwerk Nordhausen Salza	Netzoptimierung und -verstärkung	63	10/2032	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
252	Ersetzt duch lfd. Nr. 284 - zusammengeführt mit Nr. 252a					
253	HS/MS-Umspannwerk Schwarza	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	10/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
254	HS/MS-Umspannwerk Sömmerda	Netzoptimierung und -verstärkung	0	02/2028	konkrete Planung	nicht relevant
255	HS/MS-Umspannwerk Stadtilm	Netzoptimierung und -verstärkung	63	11/2034	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
256	HS/MS-Umspannwerk Walschleben	Netzoptimierung und -verstärkung	30	06/2027	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
257	HS/MS-Umspannwerk Walschleben - ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 111				weggefallene Maßnahme	
258	HS/MS-Umspannwerk Langensalza	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2026	im Bau	Alternativlos
259	HS/MS-Umspannwerk Gispersleben - ersetzt und zusammengeführt mit Nr. 111				weggefallene Maßnahme	
269	Umspannwerk oder Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2044	vorgesehene Maßnahme	(Ersatz-)Neubau betroffener Leitungen oder Umspannwerke (nicht wirtschaftlich) Netztrennung (Netzführungstechnisch nicht möglich)
270	Umspannwerk oder Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2044	vorgesehene Maßnahme	(Ersatz-)Neubau betroffener Leitungen oder Umspannwerke (nicht wirtschaftlich) Netztrennung (Netzführungstechnisch nicht möglich)
271	Umspannwerk oder Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2044	vorgesehene Maßnahme	(Ersatz-)Neubau betroffener Leitungen oder Umspannwerke (nicht wirtschaftlich) Netztrennung (Netzführungstechnisch nicht möglich)
272	Umspannwerk oder Leitung	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2044	vorgesehene Maßnahme	(Ersatz-)Neubau betroffener Leitungen oder Umspannwerke (nicht wirtschaftlich) Netztrennung (Netzführungstechnisch nicht möglich)
273	Erhöhung Standsicherheit 110-kV-Freileitungsmasten infolge geänderter Wind- und Eislasten (Maßnahmenpaket 2 von 5)	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2030	im Bau	nicht relevant
274	Erhöhung Standsicherheit 110-kV-Freileitungsmasten infolge geänderter Wind- und Eislasten	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2030	im Bau	nicht relevant

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
	(Maßnahmenpaket 2 von 5) ehemals lfd. Nr. 4b					
275	Erhöhung Standsicherheit 110-kV-Freileitungsmasten infolge geänderter Wind- und Eislasten (Maßnahmenpaket 2 von 5)	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2030	im Bau	nicht relevant
276	Erhöhung Standsicherheit 110-kV-Freileitungsmasten infolge geänderter Wind- und Eislasten (Maßnahmenpaket 2 von 5)	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2030	im Bau	nicht relevant
277	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Krauthausen	Neubau	126	06/2036	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
278	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Dorfilm (als Ersatz für UW Wurzbach und Nr. 181)	Neubau	126	06/2036	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
279	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Römhild (nur HS/MS) als Ersatz zu Nr. 211	Neubau	126	06/2034	konkrete Planung	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
280	HS-Schaltknoten im Suchraum Kahla bis Pößneck	Neubau	0	01/2037	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
281	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Remptendorf	Neubau	0	10/2028	konkrete Planung	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
282	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Altenfeld	Neubau	0	10/2028	konkrete Planung	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
283	HöS/HS-Umspannwerk im Suchraum Süd-West-Thüringen (nur HöS/HS) als Ersatz zu Nr. 211	Neubau	900	11/2040	vorgesehene Maßnahme	Ausbau HS-Netz (nicht wirtschaftlich)
284	HS/MS-Umspannwerk Schleiz - Ersatzneubau	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	126	10/2035	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
285	zus. HS-Erdschlusskompensationsspulen für 5 Teilnetze (2035) 6 Stück, 550 T€ pro Stück --> 3,3 Mio. €	Neubau	0	12/2035	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
286	zus. HS-Erdschlusskompensationsspulen für 7 Teilnetze (2040) 3 Stück, 550 T€ pro Stück --> 1,65 Mio. €	Neubau	0	12/2040	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
287	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Wolkramshausen	Neubau	0	10/2034	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
288	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Vieselbach	Neubau	0	10/2032	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
289	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Großschwabhausen	Neubau	0	07/2033	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
290	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Weida	Neubau	0	10/2033	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
291	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Suchraum Eisenberg/Zeitz	Neubau	0	08/2036	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
292	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Suchraum Großenehrich	Neubau	0	08/2036	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
293	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Eisenach	Neubau	0	10/2034	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
294	HS-Blindleistungsdrossel 70MVAr Ebenheim	Neubau	0	07/2032	vorgesehene Maßnahme	Beschaffung am Blindleistungsmarkt
298	110-kV-Leitung Großenehrich - Bad Tennstedt - Langensalza/Süd	Neubau	650	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
299	HS/MS-Umspannwerk Mühlhausen	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
300	HS/MS-Umspannwerk Steinbach Hallenberg	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
302	HS/MS-Umspannwerk Suhl Nord	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
303	HS/MS-Umspannwerk Meiningen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2032	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
304	HS/MS-Umspannwerk Zeulenroda	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2033	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
305	HS/MS-Umspannwerk Weimar Nord	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2034	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
306	HS/MS-Umspannwerk Sondershausen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2034	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
307	HS/MS-Umspannwerk Königsee	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2034	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
308	HS/MS-Umspannwerk Suhl West	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
309	HS/MS-Umspannwerk Ohrdruf	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
310	HS/MS-Umspannwerk Bischofferode	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
311	HS/MS-Umspannwerk Beerwalde	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
312	HS/MS-Umspannwerk Berga	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
313	HS/MS-Umspannwerk Frössen	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
314	HS/MS-Umspannwerk Eisenach West	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
315	HS/MS-Umspannwerk Thörey	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
316	HS/MS-Umspannwerk Bethenhausen	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
317	HS/MS-Umspannwerk Bad Salzungen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
318	HS/MS-Umspannwerk Martinroda	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
319	110-kV-Leitung Eisenach - Eisenach West	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	405	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
320	HS/MS-Umspannwerk Mürschnitz	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
321	HS/MS-Umspannwerk Langensalza	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
322	HS/MS-Umspannwerk Greußen	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
323	HS/MS-Umspannwerk Hermsdorf	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
324	HS/MS-Umspannwerk Blankenhain	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
325	HS/MS-Umspannwerk Dornburg	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
326	HS/MS-Umspannwerk Eisenberg	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
327	HS/MS-Umspannwerk Saalfeld	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
328	HS/MS-Umspannwerk Neuhaus	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
329	HS/MS-Umspannwerk Eisfeld	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
330	HS/MS-Umspannwerk Jena Göschwitz	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	126	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
331	HS/MS-Umspannwerk Herda	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2038	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
346	HS/MS-Umspannwerk Waltershausen	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	63	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Erweiterung des UW (nicht möglich)
348	HS/MS-Umspannwerk Sömmerda	Netzoptimierung und -verstärkung	63	06/2028	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
352	UW Auma	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	10/2027	konkrete Planung	alternativlos
353	UW Katzhütte	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2026	im Bau	alternativlos
354	UW Kölleda	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2026	im Bau	alternativlos
355	UW Königsee	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2026	im Bau	alternativlos
356	UW Heiligenstadt	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2027	konkrete Planung	alternativlos
357	UW Farnroda	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2026	konkrete Planung	alternativlos
358	UW Weimar Süd	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2026	konkrete Planung	alternativlos
359	UW Jena Göschwitz	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2028	konkrete Planung	alternativlos
360	UW Mühlhausen	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2027	konkrete Planung	alternativlos

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
361	UW Schleiz	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	01/2028	vorgesehene Maßnahme	alternativlos
362	UW Suhl Nord	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2027	im Bau	alternativlos
363	UW Buttstädt	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	01/2028	vorgesehene Maßnahme	alternativlos
364	UW Simmershausen	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	01/2028	vorgesehene Maßnahme	alternativlos
365	UW Steinbach Hallenberg	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	01/2028	vorgesehene Maßnahme	alternativlos
366	Sammler 10 Umspannwerke	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2030	vorgesehene Maßnahme	alternativlos
367	Sammler Tausch 110-kV-Freileitungserdseil für LWL-Erweiterung	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2028	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
368	Sammler Tausch 110-kV-Freileitungserdseil für LWL-Erweiterung	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2030	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
369	Sammler Tausch 110-kV-Freileitungserdseil für LWL-Erweiterung	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2032	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
370	Sammler Tausch 110-kV-Freileitungserdseil für LWL-Erweiterung	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2034	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
371	Sammler Tausch 110-kV-Freileitungserdseil für LWL-Erweiterung	Netzoptimierung und -verstärkung	0	12/2036	vorgesehene Maßnahme	nicht relevant
374	110-kV-Leitung zum UW Ohrdruf - Doppeleinschleifung	Neubau	0	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
376	110-kV-Leitung Großschwabhausen-Coppanz (Trassenabschnitt)	Netzoptimierung und -verstärkung	120	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
378	110-kV-Anschlussleitung zum Suchraum UW Krauthausen	Neubau	640	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
379	110-kV-Leitung Gera Langenberg-Bethenhausen-Beerwalde (Abschnitt Mitnahme mit der Deutsche Bahn)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	510	12/2031	konkrete Planung	Spitzenkappung (nicht ausreichend) 80°C-Trassierung (nicht ausreichend)
379	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Waltershausen	Neubau	126	12/2035	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
380	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Jena	Neubau	126	01/2035	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
381	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Weimar	Neubau	126	01/2035	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
382	HS/MS-Umspannwerk im Suchraum Olbersleben	Neubau	126	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
384	110-kV-Leitung Vieselbach-Thörey (Trassenabschnitt)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	35	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
384	UW Schleusingen_2	Neubau	0	01/2031	vorgesehene Maßnahme	Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
385	110-kV-Leitung Waltershausen-Gotha	Netzoptimierung und -verstärkung	120	12/2036	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
388	HöS/HS-UW Großschwabhausen dritter Großtrafo bzw. 3. SS	Netzoptimierung und -verstärkung	400	12/2037	vorgesehene Maßnahme	Alternativlos
392	110-kV-Leitung Suhl-Suhl West-Grimmenthal	Netzoptimierung und -verstärkung	165	12/2034	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
393	110-kV-Leitung Wolkramshausen-Bleicherode-Bischofferode	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	78	12/2031	vorgesehene Maßnahme	Spitzenkappung (nicht ausreichend)
20aa	110-kV-Anschlussleitung zum UW Küllstedt	Neubau	650	12/2031	konkrete Planung	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
252a	Ersetzt duch lfd. Nr. 284 - zusammengeführt mit Nr. 252					
28aaa	Ersetzt und zusammengeführt durch Nr. 104					

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
33aa	HS/MS-Umspannwerk Greußen	Neubau	63	05/2035	vorgesehene Maßnahme	Neubau der 110-kV-Leitung (nicht wirtschaftlich)
41aa	HS/MS-Umspannwerk Leinefelde	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	65	12/2029	im Bau	Verkabelung (nicht wirtschaftlich) Ausbau MS-Netz (nicht wirtschaftlich)
51a	HS-MS-Umspannwerk Weida	Ersatz(neubau) ohne Erhöhung der Übertragungskapazität	0	12/2025	abgeschlossen	nicht relevant
75a	HS/MS-Umspannwerk Jena-Süd	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	70	12/2024	abgeschlossen	nicht relevant
50001	Leitungsmaßnahme (UW Küllstedt)	Neubau	1	12/2024	abgeschlossen	Optimierung, Verstärkung
50002	Kombimaßnahme (UW Heiligenstadt)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	12/2026	im Bau	-
50003	Leitungsmaßnahme (UW Eisenach-West)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	12/2028	im Bau	-
50004	Leitungsmaßnahme (UW Eisenach-West)	Neubau	2	12/2028	im Bau	Optimierung, Verstärkung
50005	Leitungsmaßnahme (UW Waltershausen), inkl. ehemaliger Maßnahme 50006	Neubau	8	12/2029	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
50006	Maßnahme in 50005 überführt	Neubau	7	12/2029	weggefallene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung
50007	Leitungsmaßnahme (UW Gotha)	Neubau	10	12/2027	im Bau	Optimierung, Verstärkung
50008	Leitungsmaßnahme (UW Gotha/ Gleichenstraße)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	4	12/2028	vorgesehene Maßnahme	-
50009	Leitungsmaßnahme (UW Sömmerda)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	126	02/2030	vorgesehene Maßnahme	-
50010	Kombimaßnahme (UW Weimar Nord)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	38	02/2029	im Bau	-
50011	Leitungsmaßnahme (UW Stadtilm)	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2026	im Bau	-
50012	Leitungsmaßnahme (UW Kahla)	Netzoptimierung und -verstärkung	25	06/2028	im Bau	-

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
50013	Leitungsmaßnahme (UW Gera Langenberg)	Neubau	25	12/2027	im Bau	Optimierung, Verstärkung
50014	Leitungsmaßnahme (UW Hermsdorf)	Neubau	10	12/2028	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
50015	Kombimaßnahme (UW Zeulenroda)	Neubau	5	02/2025	abgeschlossen	Optimierung, Verstärkung
50016	Leitungsmaßnahme (UW Pößneck)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	7	12/2028	im Bau	-
50017	Leitungsmaßnahme (UW Schwarza)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	12/2027	konkrete Planung	-
50018	Leitungsmaßnahme (UW Kahla)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	02/2026	abgeschlossen	-
50019	Kombimaßnahme (UW Schleusingen)	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2029	konkrete Planung	-
50020	Kombimaßnahme (UW Altenfeld)	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2029	konkrete Planung	-
50021	Kombimaßnahme (UW Altenfeld)	Netzoptimierung und -verstärkung	1	12/2029	konkrete Planung	-
50022	Leitungsmaßnahme (UW Schleusingen)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	09/2030	konkrete Planung	-
50023	Kombimaßnahme (UW Bad Liebenstein)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	11/2030	im Bau	-
50024	Kombimaßnahme (UW Breitungen)	Netzoptimierung und -verstärkung	2	06/2028	konkrete Planung	-
50025	Stationsmaßnahme (UW Simmershausen)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	09/2029	vorgesehene Maßnahme	-
50026	Leitungsmaßnahme (UW Niederschmalkalden)	Neubau	20	10/2029	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
50027	Kombimaßnahme (UW Grimmenthal)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	09/2028	im Bau	-
50028	Leitungsmaßnahme (UW Niederschmalkalden)	Neubau	10	09/2029	im Bau	Optimierung, Verstärkung
50029	Kombimaßnahme (UW Simmershausen)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	1	11/2025	abgeschlossen	-

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
50030	Sammler: MS-Kabel in lfd. Nr. 59988 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50031	Sammler: MS-Kabel in lfd. Nr. 59988 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50032	Sammler: MS-Kabel in lfd. Nr. 59988 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50033	Sammler: MS-Kabel in lfd. Nr. 59988 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50034	Sammler: Stationen in lfd Nr. 60001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50035	Sammler: Stationen in lfd Nr. 60001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50036	Sammler: Stationen in lfd Nr. 60001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50037	Sammler: Stationen in lfd Nr. 60001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50038	Sammler: NS-Kabel in lfd Nr. 70001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50039	Sammler: NS-Kabel in lfd Nr. 70001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50040	Sammler: NS-Kabel in lfd Nr. 70001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50041	Sammler: NS-Kabel in lfd Nr. 70001 ff. überführt	Neubau			vorgesehene Maßnahme	
50042	Leitungsmaßnahme (UW Heiligenstadt)	Neubau	1	12/2031	vorgesehene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung
50043	Leitungsmaßnahme (UW Küllstedt)	Neubau	19	12/2031	vorgesehene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung
50044	Leitungsmaßnahme (UW Küllstedt)	Neubau	30	12/2029	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
50045	Leitungsmaßnahme (UW Küllstedt)	Neubau	39	12/2031	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
50046	Leitungsmaßnahme (UW Heiligenstadt)	Neubau	17	12/2031	vorgesehene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
50047	Leitungsmaßnahme (UW Nordhausen)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	44	12/2030	vorgesehene Maßnahme	-
50048	Leitungsmaßnahme (UW Mühlhausen)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	19	12/2031	vorgesehene Maßnahme	-
50049	Leitungsmaßnahme (UW Suhl-West)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	10	09/2029	im Bau	-
50050	Kombimaßnahme (UW Grimmenthal)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	2	10/2030	konkrete Planung	-
50051	Leitungsmaßnahme (UW Ebenheim)	Ersatz(neubau) mit Erhöhung der Übertragungskapazität	14.5	12/2030	vorgesehene Maßnahme	-
50052	Stationsmaßnahme (UW Ebenheim)	Neubau	5	12/2030	vorgesehene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung
50053	Leitungsmaßnahme (UW Gotha/ Gleichenstraße)	Neubau	10	11/2027	konkrete Planung	Optimierung, Verstärkung
50054	Stationsmaßnahme (UW Weimar Nord)	Neubau	1	12/2028	vorgesehene Maßnahme	Optimierung, Verstärkung
59988	Sammler (Nord): MS-Kabel t+5	Neubau	26	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
59989	Sammler (Ost): MS-Kabel t+5	Neubau	242	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
59990	Sammler (Süd): MS-Kabel t+5	Neubau	160	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
59991	Sammler (Mitte-West): MS-Kabel t+5	Neubau	218	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60001	Sammler (Nord): Stationen t+5	Neubau	77	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60002	Sammler (Ost): Stationen t+5	Neubau	117	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60003	Sammler (Süd): Stationen t+5	Neubau	101	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60004	Sammler (Mitte-West): Stationen t+5	Neubau	108	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60013	Sammler (Nord): MSLR t+5	Neubau	4	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt

lfd. Nr.	Maßnahme	Projektkategorie	Änderung der Übertragungs-kapazität (n-0) [+/- MVA]	voraussichtlicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme [MM/JJJJ]	Projektstatus	Geprüfte Alternativen zum Netzausbau
60014	Sammler (Ost): MSLR t+5	Neubau	5	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60015	Sammler (Süd): MSLR t+5	Neubau	4	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60016	Sammler (Mitte-West): MSLR t+5	Neubau	5	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
70001	Sammler (Nord): NS-Kabel t+5	Neubau	85	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
70002	Sammler (Ost): NS-Kabel t+5	Neubau	129	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
70003	Sammler (Süd): NS-Kabel t+5	Neubau	112	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
70004	Sammler (Mitte-West): NS-Kabel t+5	Neubau	120	12/2030	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60017	Sammler (Nord): MSLR t+10	Neubau	6	12/2035	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60018	Sammler (Ost): MSLR t+10	Neubau	9	12/2035	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60019	Sammler (Süd): MSLR t+10	Neubau	7	12/2035	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60020	Sammler (Mitte-West): MSLR t+10	Neubau	8	12/2035	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60021	Sammler (Nord): MSLR bis 2045	Neubau	9	12/2045	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60022	Sammler (Ost): MSLR bis 2045	Neubau	13	12/2045	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60023	Sammler (Süd): MSLR bis 2045	Neubau	10	12/2045	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt
60024	Sammler (Mitte-West): MSLR bis 2045	Neubau	11	12/2045	vorgesehene Maßnahme	unbestimmt

Impressum

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt
T 0361 7390-0
F 0361 7390-1292
info@thueringer-energienetze.com

Sitz: Erfurt, Registergericht Jena, HRA 503835
Persönlich haftender Gesellschafter: TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH
Sitz: Erfurt, Registergericht Jena, HRB 510722
Geschäftsführer: Frank-Peter Tille, Dr.-Ing. Michael Agsten, Paul Jäpel